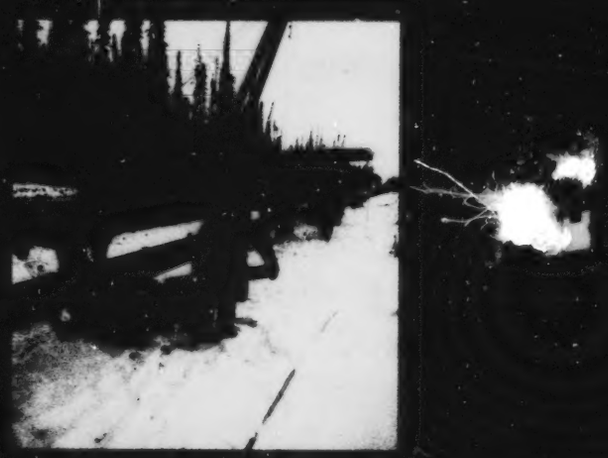
National Energy Board



1984 Annual Report

85-3898/

NEB Profile

The National Energy Board is an independent federal agency that was created by an Act of Parliament on 2 November 1959. In the past quarter-century, it has played an increasingly important role in the development that has taken place in Canada's energy sector.

The Board's regulatory powers under the National Energy Board Act include the licensing of oil, gas, and electricity exports, the certification of interprovincial and international pipelines and international power lines, and the setting of tolls for oil and gas pipelines under federal jurisdiction.

The Act also requires that the Board review the Canadian supply of all major energy commodities, with emphasis on electricity, oil, and natural gas and their by-products, as well as the demand for Canadian energy in Canada and abroad.

The Board also has specific responsibilities under the Northern Pipeline Act and the Energy Administration Act.

The Board's head office is at 473 Albert Street, Ottawa, Canada, K1A 0E5. Telephone (613) 993-6936.

Cover:

Norman Wells pipeline construction (Photo: IPL)

Eastcoast offshore drilling rig (Photo: Mobil)

Point Lepreau generating station near Saint John, N. B. (Photo: N. B. Power)

Metric Conversion Table

The National Energy Board uses the International System of Units (SI). The following conversion table is provided for the convenience of any readers who may be more familiar with the Imperial System.

Approximate Conversion Factor

1 metre (m)	=	3.28 feet
1 kilometre (km)	=	0.62 mile
1 millimetre (mm)	=	0.039 inch
1 cubic metre (m^3)	=	6.3 barrels
1 cubic metre (m^3)	=	35.3 cubic feet
1 litre (L)	=	0.22 gallon
1 kilogram (kg)	=	2.22 pounds
1 gigajoule (GJ)	=	0.95 MMBtu (950 cubic feet at 1000 Btu/cf)
gigajoule (GJ)	=	10^9J
terajoule (TJ)	=	10^{12}J
petajoule (PJ)	=	10^{15}J
exajoule (EJ)	=	10^{18}J

© Minister of Supply and Services Canada 1985

Cat. No. NE1-1/1984E
ISBN 0-662-13686-1

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

29 March 1985

The Honourable Pat Carney, P.C., M.P.
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Dear Miss Carney:

In accordance with the provisions of Section 91 of the National Energy Board Act, the Revised Statutes of Canada, 1970, chapter N-6, I am pleased to submit the Annual Report of the National Energy Board for the year ended 31 December 1984.

Yours sincerely,

C. Geoffrey Edge

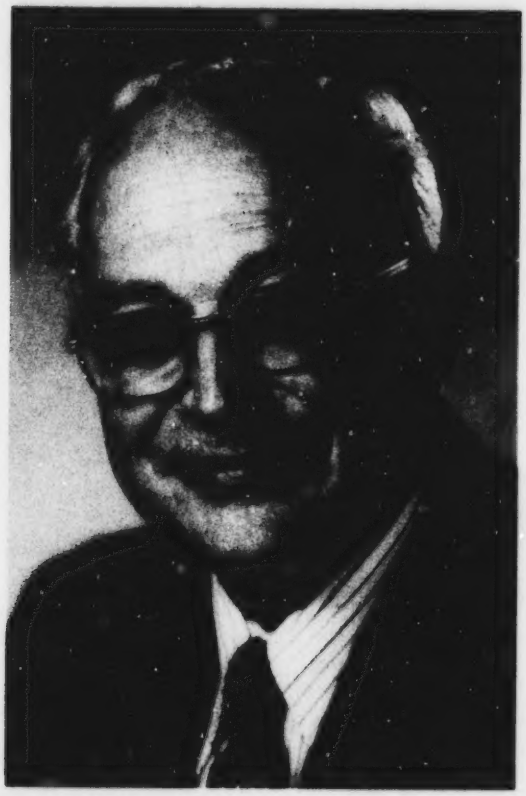
C. Geoffrey Edge,
Chairman

Contents

2 The Chairman's Letter
6 Functions and Responsibilities
10 Organization
14 Public Hearings and Inquiries
20 Review of the Energy Scene
20 Supply and Demand
22 Exploration and Development
25 Oil and Gas Reserves
26 Review of Board Activities
26 Crude Oil and Petroleum Products
28 Natural Gas and Gas Products
30 Electric Power Activities
31 Pipeline Activities
34 Environmental Matters
34 Energy Studies
36 Financial Regulatory Matters
36 Legal Matters
38 Legislation and Regulations
43 Appendices

25 Years

The Chairman's Letter



C. Geoffrey Edge, Chairman

A year for pause and reorientation

Nineteen eighty-four has been a very special year for the National Energy Board. It was just twenty-five years ago that the Board was created by an Act of Parliament, its mandate twofold — regulatory and advisory. The Board marked this important anniversary by issuing a publication entitled: "Twenty-five Years in the Public Interest". Since its beginning in 1959 the Board has gone on to play an increasingly important role in the development of Canada's energy resources.

An Improved Climate for Energy Projects

Nineteen eighty-four in the energy industry was a year for pause and reorientation. Interest rates and the rate of inflation continued to recede, restoring some of the confidence necessary for launching new energy projects. On the other hand, crude oil prices on the world scene were uncertain and tended to slide in the short run with no clear view as to their prospects of recovery in the long run. A firming of oil prices would appear to be another prerequisite for oil and natural gas projects to proceed. The energy industry was appraising not only the current economic parameters, but also the political ones as the new government began to develop its energy policies.

During this period of transition, the only major pipeline construction project underway in Canada was the Interprovincial pipeline from Norman Wells in the Northwest Territories to northern Alberta. No hearings were held on new ones. The absence of major new projects was, however, counterbalanced by the large and increasing export of energy during the year. Our net exports of oil, gas and electricity approached

$8.1 billion. Energy exports constituted about 11 percent of all exports and increased by $1.3 billion over last year, mainly oil and oil products and electricity.

Oil

Strong U.S. demand for Canadian heavy oil helped us to attain new export levels, while straining the capacity of pipelines to move the oil. Licensing of light crude oil exports, while maintaining shut-in production at a minimum, became extremely difficult in the face of weak U.S. demand, uncertain prices for light crude oil, and rigidities inherent in the present pricing system.

Natural Gas

The highlight in an eventful year for natural gas was the attainment of a consensus on a new export pricing policy which, at the same time as meeting Canada's needs, was in harmony with United States import guidelines. Freed of the administered uniform border price, exporters and importers scrambled to renegotiate their contracts in September and early October and to bring them forward for regulatory consideration. The Board devised expedited procedures for reviewing the licences under new government guidelines, evaluated the proposals, held public hearings when necessary, rendered decisions and made recommendations to Cabinet which were accepted by 1 November when the new contracts and licences came into effect. This was a prodigious task for the industry and the Board, but the benefits began to show immediately in the increased volumes of gas being exported, marking an important step towards the recovery of markets previously lost when prices were too high.

Electricity

Difficulties experienced by the United States electricity industry, particularly in the nuclear sector, continued to provide an opportunity in 1984 for Canada to export surplus electricity to the United States. Our surplus is largely the result of generating facilities having been built some years earlier in anticipation of higher Canadian growth in demand than that which actually materialized. The Board recommended Governor-in-Council approvals for the export of electricity from Quebec and British Columbia during the year; a decision on an export from Manitoba was pending at year end.

Supply and Demand for Energy

A staff report issued in the latter part of the year entitled *Canadian Energy: Supply and Demand, 1983 to 2005* indicated that during that period of time Canada could become self-sufficient in oil if frontier and tar sand projects were successfully developed. Energy consumption is projected to grow at 1.6 percent a year compared with 5 percent from 1950 to the 1970s. The report's analysis, based on input from 65 written submissions solicited from industries, provincial governments, major consumer and public interest groups representing a broad cross-section of the energy community, is a major updating of the Board's 1981 report.

Regulatory Reform

One of the Board's major activities which gained momentum in 1984 was the tailoring of its regulatory process to better suit the changing energy scene.

In an earlier proposal to project sponsors, the Board suggested that a preliminary hearing be available for major projects if sponsors wished to use this approach; the process would reduce the risk of applicants becoming involved in long and expensive hearings before learning whether the ultimate decision would be positive or negative. Exploratory discussions were held with various project sponsors on this subject.
During the year, the Board increased its coordination and cooperation with other departments and agencies of the federal government, and with provincial and territorial governments, in order to reduce the burden of regulatory overlap.

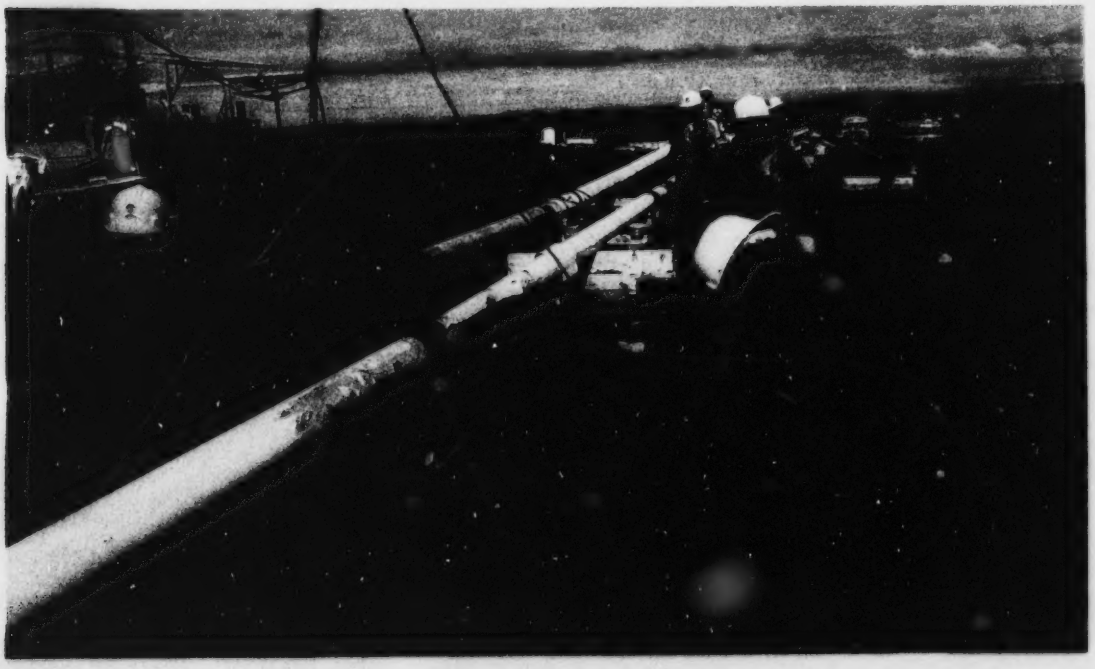
Offshore pipeline safety, design, construction and operating regulations were drawn up to assist applicants to prepare proposals to connect Sable Island gas to markets.

Similarly, the Board's onshore pipeline regulations of long standing were overhauled and were under discussion with industry at year end.

An important innovation was to provide applicants with the opportunity to seek waivers from the Board of any requirements for information where regulations and schedules to the Rules of Practice and Procedure specify information not considered to be sufficiently relevant to the project proposed. Industry was offered the opportunity to consult with Board staff on this subject prior to the application being filed with the Board.

The Board's Rules of Practice and Procedure were simplified, as were the schedules of information required of pipeline companies applying for a certificate of public convenience and necessity.

Norman Wells pipeline construction (Photo: Esso Resources)



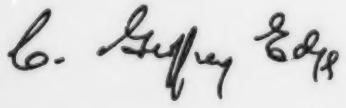
During the year, the Board initiated a review of its approach to the regulation of small pipelines and the appropriate means by which it could reduce the burden of unnecesary regulation. Proposals to achieve this goal were sent to industry for comment early in 1985.
In 1983, volume controls had been lifted on short term exports of butane, and industry was consulted during 1984 on a similar approach to propane. Following that consultation, the Board decided to remove volume limitations on export orders for propane; announcement of the change was made just after year end.

Hearings were launched on the method of regulation of tolls of TransCanada PipeLines and Westcoast Transmission to determine if existing procedures needed to be changed to make them more relevant to present circumstances. These hearings continued into 1985.

Towards the end of the year, the Board was examining possible changes in its role in anticipation of the deregulation of oil exports.

Conclusion

In 1985, it is expected that emerging government policies will stimulate activities in the energy industry, and the Board is preparing itself to meet the new demands which may be placed on it. In this regard, we will be continuing to adapt the regulatory role of the Board to an energy sector where economic forces and private industry will be playing increasing and important roles.



C. Geoffrey Edge

25 Years

Functions and Responsibilities

Interior of LG 3 generating station (Photo: Hydro - Québec)

Responsibilities Under the National Energy Board Act

Under the National Energy Board Act of 1959 and subsequent amendments, the Board has two principal responsibilities:

- to regulate specific matters concerning oil, gas and electricity in the public interest, and
- to advise the Government on the development and use of energy resources.

The Board on its own initiative may hold inquiries into a particular aspect of the energy situation and prepare reports for the Government, Parliament, or the general public.

The Board also carries out studies and prepares reports at the request of the Minister.

The regulatory role of the Board includes:

Export Licences and Orders

The National Energy Board Act requires the Board to take into consideration all relevant matters in considering applications for export authorizations. It must satisfy itself that the quantities of energy do not exceed the surplus remaining after allowing for reasonably foreseeable Canadian requirements.

The Board takes into consideration all relevant matters in considering applications for export authorizations

Certificates of Public Convenience and Necessity for Pipelines and Power Lines

The Board grants certificates to construct and operate interprovincial and international oil, gas, and petroleum products pipelines and international electric power lines. Designated interprovincial electric power lines may, by order of the Governor in Council, come under the relevant provisions of the NEB Act. Before a certificate is issued, the Board is required to hold a public hearing.

Detailed Routing - Pipelines and Power Lines

As a result of amendments to the NEB Act in 1983, new expropriation and compensation procedures have been established to govern the obtaining of rights-of-way for pipelines and for international and designated interprovincial power lines. Among other things, these changes provide those whose lands may be adversely affected with an opportunity to present their view at a local public hearing. The Board is then required to take the evidence presented at such hearings into account in reaching its decisions as to the acceptability of the proposed detailed routing.

Pipeline and Power Line Orders

The Board may approve minor additions or modifications to existing pipeline systems without calling a public hearing. These are restricted to sections, branches, and extensions of pipelines not more than 40 kilometres in length, and ancillary installations such as tanks, pumps, compressors, meter stations, and communications systems. The Board may also by order authorize the construction and operation of international power lines of voltage not exceeding 50 kilovolts.

Pipeline Utility Crossing Orders

For reasons of safety, to protect the environment and the integrity of other utility services, no pipeline may cross or be crossed by another utility without prior authorization of the Board. If a pipeline is to cross a navigable water or a railway, the Minister of Transport or the Canadian Transport Commission must give permission. Crossings of the facilities of other utilities may only be made with the authorization of the Board after consideration of all the relevant information.

Pipeline Safety

The Board's Oil and Gas Pipeline Regulations provide for the safe design, construction, and operation of pipelines under Board jurisdiction. To ensure high standards in the safety of pipeline construction and operation, the Board carries out inspection programs and conducts investigations and reviews of pipeline system performance.

Environmental Protection

The Board looks very closely at the potential environmental impact of the construction and operation of oil pipelines, gas pipelines, and international power lines to ensure that the environment is protected during all phases of a project. It takes into consideration the impact on permafrost terrain, erosion and siltation at water crossings, as well as the impact on wildlife and fish, preservation of archaeological sites, air emissions, noise, and the protection of agricultural soils.

Socio-Economic Impact

The Board monitors socio-economic action plans, conducts investigations, and reviews pipeline company performance where warranted. It has also issued guidelines for regional socio-economic impact assessments of gas or oil pipeline projects.

Pipeline looping in the Fraser Valley (Photo: Westcoast Transmission)

Regulation of Pipeline Tolls, Tariffs and Accounting Practices

The Board regulates the tolls and tariffs of pipeline companies under federal jurisdiction to ensure that the tolls are just and reasonable and not discriminatory.

Responsibilities Under the Energy Administration Act

Under the Energy Administration Act, the Board imposes and collects charges on the export of crude oil and certain petroleum products and administers the price of natural gas in interprovincial and export trade.

Responsibilities Under the Northern Pipeline Act

The Board's responsibilities regarding the Alaska Natural Gas Transportation System relate mainly to financing and tariffs, approval of pipe specifications, granting of leave to open orders, and regulation of the operation of the line.

Public Access and Participation

The Board is a Court of Record which holds public hearings at which applicants and interested persons have full rights of participation in the language of their choice. In order that parties have an opportunity to discuss their concerns or questions, the Board gives ample notice of the hearings and provides sufficient time for requests for information to be answered.

The record of a proceeding is public. The only exception is when an applicant asks that price or contract conditions be kept confidential for reasons of competition, in which case the Board may do so for a limited period of time.

The Board publishes quarterly Regulatory Agendas, which provide advance notice of forthcoming regulatory actions and information on the status of ongoing proceedings. It also publishes Information Bulletins on its activities and procedures.

Implementation of Board Decisions

When, after a public hearing, the Board decides to grant a certificate for a pipeline or a power line or to issue a licence for the export of natural gas or electricity, the import of natural gas, or the export of oil for a period exceeding one year, it reports its decision to the Governor in Council through the Minister of Energy, Mines and Resources. If a certificate is approved, it is then issued by the Board. In the case of export or import applications, licences issued by the Board go into effect on approval by the Governor in Council. If the Board refuses an application, it is not subject to referral to the Governor in Council.

Because of the special nature of the trade in crude oil and petroleum products, specifically the use of short-term contracts and the need to make decisions on a daily basis, most decisions on oil export controls are made directly by the Board without reference to the Governor in Council.

Applications for orders authorizing the export of relatively small quantities of ethane, propane, butanes, and ethylene, for periods up to one year, of a maximum of three billion cubic metres of natural gas in any one year for a period not exceeding two years, and of small amounts of electricity for up to three years may also be dealt with by the Board without reference to the Governor in Council.

Decisions on tolls and tariffs are made by the Board without reference to the Governor in Council.

Reviews and Appeals of Board Decisions

The Board may review, rescind or change any order or decision made by it, or may re-hear any application before deciding on it. It may also change a certificate or licence issued by it, but no such change is effective until approved by the Governor in Council. Parties may apply to the Board requesting that an order or decision be reviewed, or a licence or certificate be amended.

A decision or order of the Board may be appealed to the Federal Court of Appeal providing the appeal is based upon a point of law or jurisdiction.

Awarding of Costs

The Board does not award costs to participants at its proceedings. However, in the case of detailed route hearings, the Board may establish the appropriate level of compensation to be paid to the landowner for costs associated with participation in the hearing.

25 Years — Organization

Manic 5 hydro electric dam (Photo: Hydro - Québec)

Members

C.G. Edge[1],	Chairman
R.F. Brooks,	Vice-Chairman
L.M. Thur,	Associate Vice-Chairman
W.A. Scotland[2],	Associate Vice-Chairman
J. Farmer,	Associate Vice-Chairman
A.D. Hunt,	Associate Vice-Chairman
J.R. Jenkins,	Member
J.R. Hardie,	Member
J.L. Trudel,	Member
R.B. Horner, Q.C.,	Member
A.B. Gilmour,	Member
W.G. Stewart,	Member
E.S. Bell[3],	Temporary Member
J. Heath[3],	Temporary Member
R. Laking[3],	Temporary Member

1. The Governor in Council reappointed Mr. C.G. Edge as Chairman of the Board effective 1 January 1985 for a further period of two years.
2. Mr. Scotland is the Board's Designated Officer with the Northern Pipeline Agency and is based in Calgary.
3. The Governor in Council appointed Mr. E.S. Bell, Mr. J. Heath, and Mr. R. Laking as temporary Members of the Board to act as three of the five members of the panel which will conduct an inquiry into the Northern Canada Power Commission rates.

The board's budget in fiscal year 1984-85 is $25.3 million with a person-year allocation of 458

Standing Panels and Committees

The Board assigns much of its non-hearing regulatory workload to five standing panels, each composed of a quorum of three Board Members. In addition, certain Board Members and senior staff are involved in the work of committees which deal either with issues of a broad regulatory nature or with matters affecting the internal management of the Board.

The Standing Panels refer to the whole Board any matters that they feel may raise questions of general policy or require a public hearing. Except as noted, Panels do not issue or amend certificates or licences, or decide matters which would require the holding of a public hearing.

Oil Panel

Members	Responsibilities
J.R. Hardie J.R. Jenkins R.B. Horner W.G. Stewart	Issues licences for the export of oil and oil products for a period of up to one year[1]; issues orders for the interprovincial movement and allocation of western Canadian crude oil and for exchanges; issues licences for the import of heavy fuel oil into Canada, and advises the Minister respecting oil-related energy matters; exercises the powers of the Board under those parts of the Energy Administration Act that pertain to the export charge on crude oil and oil products.

1. The Panel may issue a licence for more than a year, without a public hearing, for the export of oil products produced under an agreement to process imported crude oil. The Panel may also issue, without a public hearing, and without the approval of the Governor in Council, a licence for up to two years for the export of heavy crude oil.

Note:

1. The first-named member of each panel is the Panel Chairman, the fourth is the Alternate Member.
2. The Chairman is an ex-officio member of all Panels and Committees.

Gas Panel

L.M. Thur R.B. Horner A.B. Gilmour A.D. Hunt	Exercises the powers of the Board in matters relating to natural gas, liquefied natural gas, synthetic natural gas, propane, butanes, ethane, and ethylene. In addition, it advises the Minister under section 22 of the Act respecting the export price of natural gas.

Electrical Panel

J. Farmer J.R. Hardie J.L. Trudel R.F. Brooks	Exercises the powers of the Board in all matters relating to electricity.

Pipeline Panel

J.R. Jenkins A.B. Gilmour W.G. Stewart R.F. Brooks	Exercises the powers of the Board in matters relating to the construction, operation, and maintenance of oil and gas pipelines, including pipeline safety and environmental considerations.

Financial Regulatory Panel

A.D. Hunt J.L. Trudel W.G. Stewart J. Farmer	Exercises the powers of the Board with respect to tolls and tariffs charged by gas and oil pipeline companies under the Board's jurisdiction.

The Board committees study and keep under review matters that are outside the direct responsibilities of its various panels or that are of internal interest.

Executive Committee

Members	Responsibilities
C.G. Edge R.F. Brooks L.M. Thur J. Farmer A.D. Hunt R. St.G. Stephens	To deal with broad, long-term issues affecting the Board.

Internal Audit Committee

C.G. Edge R.F. Brooks L.M. Thur R. St.G. Stephens	To review the Board's operations and ensure that they are administered efficiently, economically, and effectively.

Regulatory Process Committee

R.F. Brooks L.M. Thur G. Yorke Slader F.H. Lamar	To study and keep under review all aspects of the regulatory process and recommend to the Board measures designed to improve the efficiency and effectiveness of regulation.

Note:

1. The first-named member of each committee is the Committee Chairman.

2. Four committees were disbanded during the year: Energy Studies, Regulation of Pipelines (Tariffs), Regulation of Pipelines (Construction), and Northern Canada Power Commission.

Staff

For the fiscal year 1984-85 the Board's budget is $25.3 million with a person-year allocation of 458. There were several changes in 1984 in the organization of the Board. The most noteworthy of these changes was the creation of the position of Director General, Pipeline Regulation. The following is a brief description of the offices and branches of the Board. For a listing of the senior staff, please refer to the inside back cover of this report.

The responsibilities of the **Executive Director** include the day-to-day management of the Board, the acquisition and allocation of human and financial resources, and the efficiency and effectiveness of Board activities and operations.

The Director of Plans is responsible for strengthening the effectiveness of staff support, the coordination and administration of policies, and the provision of advice and services in areas of finance and general administration, and security.

The Director General, Energy Studies is responsible for the effective coordination and synthesis of all matters relating to energy demand, supply, and surplus, in addition to coordinating major energy studies and inquiries respecting energy supply, demand and surplus under Part II of the NEB Act. Responsibilities also include overseeing the integration of information and processing systems and services for the Board.

The Economics Branch advises the Board on economic and socio-economic matters. The Branch also maintains an energy statistics unit.

Among other things the Branch analyses the impact of proposed energy projects on the economy of Canada and its regions. It also considers the socio-economic impact of such projects and assesses the extent to which Canadians will have an opportunity to participate in projects.

The Energy Supply Branch is responsible for advising the Board on matters of oil and gas exploration, drilling, and production, and forecasting trends in oil and gas supply from conventional, oil sands, synthetic, and frontier sources. The Branch independently calculates the reserves and deliverability of gas and the reserves and producibility of oil. The Calgary office of the Energy Supply Branch is engaged in the individual pool calculation of gas and oil reserves.

The Systems Development Branch is responsible for computer systems services, word processing support, and data processing support to the Board, including consultative service on computer operations, data management, and program design and development. It also provides an advisory service on the latest data processing techniques and applications to meet the Board's needs.

The Director General, Pipeline Regulation is responsible for the integration of all staff activities with respect to the regulation of pipelines. This includes the planning and coordinating of all staff work affecting the regulation of oil and gas pipelines and covers the design, construction, operation, safety, and environmental concerns under Part III of the NEB

Act, and matters with respect to traffic, tolls, and tariffs under Part IV of the NEB Act.

The Environment and Right-of-Way Branch is responsible for the protection of the environment and the administration of land acquisitions for pipelines and international power lines. The Branch assesses submissions from concerned landowners regarding the detailed route of those facilities, verifies the accuracy of right-of-way acquisitions, and evaluates the technical requirements related to third-party crossings of pipelines.

The Pipeline Engineering and Operations Branch is principally responsible for pipeline certificates issued under the NEB Act and for the regulation of all pipeline facilities under the Board's jurisdiction with respect to safety matters. The Branch is the principal source of advice to the Board on capital and operating costs, engineering, and pipelines.

The Financial Regulatory Branch has the prime responsibility for rates, tolls, and tariffs, financial advice, the audit of petroleum export charges and costs of transportation under specific areas of the NEB Act and the Energy Administration Act. It also is responsible for auditing the accounts of pipeline companies under the Board's jurisdiction and for monitoring the financial performance of pipelines.

The Electric Power Branch is responsible for electricity export licensing, international power line certification, and regulatory surveillance. The Branch prepares supply and demand forecasts for electricity for use in dealing with electrical or other applications, reviews the United States market for electricity, and provides advice to the Board on matters relating to the production, transportation, sale, and exchange of electricity over which the federal government has jurisdiction.

The Gas Branch is the focal point for all gas and gas product related regulatory activity including the licensing of gas and gas products exports. The Branch also monitors and controls matters associated with the Board's obligations for the administration of Domestic Gas Pricing under the Energy Administration Act. In addition, the Branch plays a supportive role in all other regulatory activity with respect to gas and gas products.

The Oil Branch is responsible for providing advice in the general area of oil-related energy matters, including export charges, crude oil and petroleum product export licensing, control of international oil exchanges, allocation of domestic crude oil, questions of oil markets, processing, distribution, and the short-term balance of supply and demand for feedstocks and oil products.

The Law Branch is responsible for providing legal advice to the Board. Counsel represent the Board at public hearings and in the courts.

The Office of the Secretary receives all applications and submissions and coordinates their consideration by the Board. All regulatory instruments (certificates, licences, orders, approvals) are issued by the Secretary or a delegate of the Secretary.

The Office of the Secretary is also responsible for advising the Board on the scheduling of hearings. As well, it makes all administrative arrangements for the conduct of public hearings in Ottawa and across Canada.

The Office also provides media and public relations services, the library information centre, and publications services. It coordinates translation of all material with the Secretary of State.

25 Years — Public Hearings and Inquiries

Board hearing in progress (Photo: N.E.B.)

During 1984 the Board conducted all or part of 18 public hearings and inquiries in locations from Vancouver, British Columbia to Montreal, Quebec, comprising a total of 120 hearing days.

The following summarizes the major decisions rendered in 1984 following public hearings.

Electrical Power Exports

Hydro-Québec (PASNY)

In the fall of 1983 the Board held a public hearing on an application by Hydro-Québec for licences to export electricity to the Power Authority of the State of New York (PASNY) and to Niagara Mohawk Power Corporation (NMPC).

In March 1984 the Board released its Reasons for Decision and issued six electrical licences for exports to PASNY and NMPC. The maximum quantity of electricity that may be exported under all six licences combined is approximately 24 000 gigawatt hours per year.

On 5 April 1984 Newfoundland and Labrador Hydro applied for a review of that part of the Board's decision authorizing exports to PASNY. In its Reasons for Decision released in June 1984, the Board denied the application.

Some 18 public hearings were held, totalling 120 hearing days

British Columbia Hydro and Power Authority

In March the Board held a public hearing on an application by British Columbia Hydro and Power Authority for three licences to export electricity to the United States for a six-year period, starting 1 October 1984.

In August the Board issued its Reasons for Decision approving three electrical licences.

Among other things, these licences authorized the export of a maximum quantity of 15 000 gigawatt hours per year for six years to the U.S. Northwest and the City of Los Angeles.

Canadian Niagara Power Company, Limited

Canadian Niagara's application was the subject of a public hearing in Ottawa in April.

In May the Board issued its Reasons for Decision approving an export licence for a five-year period from 1 October 1984 to 30 September 1989 to Canadian Niagara Power Company, Limited.

The licence permits Canadian Niagara to export electricity up to a maximum of 500 gigawatt hours in any consecutive twelve-month period throughout the term of the licence.

St. Lawrence Power Company

St. Lawrence's application was the subject of a public hearing in Ottawa in April.

In May the Board issued its Reasons for Decision approving three export licences to St. Lawrence Power Company for a five-year period, from 1 July 1984 to 30 June 1989.

Two of the licences permit St. Lawrence to export power and energy for simultaneous return to Canada. The third licence authorizes the export of 150 gigawatt hours a year of power and energy to New York State.

Hydro-Québec (NEPOOL)

In September, following a public hearing in Montreal in May, the Board issued its Reasons for Decision on an application by Hydro-Québec for a certificate of public convenience and necessity for the construction of a 450 kilovolt, direct-current international power line and for licences to export electricity to the New England Power Pool (NEPOOL) in the United States.

The main elements of the Board's decision were as follows:

- approval of three licences and amendments to existing licences to authorize the export of power and energy to the New England Power Pool for periods up to 16 years, amounting to approximately 7 000 gigawatt hours per year until 1995 and 4 000 gigawatt hours per year thereafter.
- issuance of a certificate of public convenience and necessity authorizing the construction of the international power line from the Des Cantons substation near Sherbrooke to the Comerford substation near the Vermont-New Hampshire border.

Maritime Electric Company Limited

In 1982 The New Brunswick Electric Power Commission (N.B. Power) was granted three licences to export electricity to Maine Electric Power Company, Maine Public Service Company, Eastern Maine Electric Cooperative, and Central Maine Power Company.

For nine days in July, August, and October of 1984, the Board held a public hearing on an application by Maritime Electric Company Limited (MEC) and a cross-application by N.B. Power. Both applications dealt with the question of the terms, and more particularly the price, at which energy proposed for export to the State of Maine by N.B. Power under the approved licences should be offered to Maritime Electric.

In its application MEC requested that N.B. Power be directed to offer MEC a part of the energy now being exported to the U.S. utilities on terms, including price, as favourable as those enjoyed by the U.S. company (after any appropriate adjustments have been made for differences in the cost of delivery).

The Board will be releasing its Reasons for Decision in early 1985.

Hydro-Québec (Vermont)

In October 1984 the Board held a public hearing in Montreal, Quebec on an application by Hydro-Québec for two licences to export power and energy to the State of Vermont and for a certificate of public convenience and necessity to construct an international power line from the

Bedford Substation in the Eastern Townships to the international border.

The Board expects to release its Reasons for Decision early in 1985.

Manitoba Hydro

In November the Board held a public hearing in Winnipeg, Manitoba on an application by Manitoba Hydro for a licence authorizing the export of electricity to Northern States Power Company, which provides power to the north-central United States.

The Board's Reasons for Decision should be released early in 1985.

Tolls and Tariffs

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.

Following a public hearing in January and February, the Board released its decision in May on an application by Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM) for orders to increase, effective 1 January 1984, the tolls charged for the transmission of natural gas on its pipeline, which runs from near Montreal to Quebec City.

The Board awarded an increase.

Interprovincial Pipe Line Limited

Following a public hearing in November 1983, the Board released its decision in March on an application by Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) with respect to tolls and tariffs to be charged by IPL for the transportation of crude oil and other liquid hydrocarbons in 1984.

IPL's pipeline comprises the Older System, which runs from Edmonton to Sarnia, and the Montreal Extension, which extends from Sarnia to Montreal. Traditionally tolls have been set separately for the two sections.

In its decision the Board directed the company to determine its tolls for 1984 using an integrated rate structure under which the tolls would be derived from the revenue requirement of the entire integrated system.

The Board issued an order approving new tolls and tariffs effective 1 May 1984.

Westcoast Transmission Company Limited—Method of Toll Regulation

In November and December 1984, the Board held a public hearing to examine the method of regulating Westcoast Transmission Company Limited's tolls and to examine certain additional toll matters. This was the first major review of Westcoast's toll methodology since the hearing held in 1978.

The Board will be releasing its Reasons for Decision in early 1985.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

The Board held a public hearing in May and June to consider the tariffs and tolls to be charged by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. for transmitting natural gas through the so-called prebuilt portions of the Alaska Natural Gas Transportation System.

In October the Board released its Reasons for Decision and toll order dealing with a broad range of financial matters. The chief decisions were to allow the company:

- Recovery of an overrun of $1.4 million in its 1983 operating and maintenance expenditures.
- A 1984 operating and maintenance budget of $26 million.
- The inclusion in rate base of construction expenditures incurred in 1982 and 1983 totalling $339 million.
- A one-time adjustment to rate base of $25.8 million to allow for the Incentive Rate of Return to which the company was entitled on the basis of its performance in keeping construction costs down.
- Maintenance of a rate of return on common equity of 16.0 percent.

TransCanada PipeLines Limited

Following a public hearing in April and May the Board released its decision in July on an application by TransCanada PipeLines Limited to increase its tolls for the transportation of natural gas in Saskatchewan, Manitoba, Ontario, and Quebec, effective 1 August 1984.

The major decisions were to allow the company:

- An increase of 4.2 percent in tolls for the transportation of natural gas to eastern Canada and an increase in the order of 3.5 to 4.5 percent elsewhere.
- A rate base of $2.5 billion.
- A rate of return on rate base of 14.5 percent.
- A rate of return on common equity of 15.5 percent and approved a deemed common equity ratio of 30 percent.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. applied in September for approval of new tolls to be charged for the transmission of oil.

The Board plans to hear the application early in 1985.

Negotiated Natural Gas Export Prices

On 13 July 1984 the Minister of Energy, Mines and Resources announced a change in natural gas export pricing policy effective 1 November 1984 to permit buyers and sellers to negotiate export prices. Under the new policy, such negotiated prices are subject to review by the National Energy Board on the basis of criteria announced by the Minister.

As a result, the Board received several applications either for short-term export orders at negotiated prices or for amendments to the pricing and other terms and conditions of contracts underpinning existing licences.

The Board's practice is to request the comments of interested parties on the applications and hold a hearing where warranted. Of the several applications for short-term gas export orders, none required a public hearing.

Alberta and Southern Gas Co. Ltd., TransCanada PipeLines Limited, ProGas Limited, Sulpetro Ltd., Westcoast Transmission Company Limited, Pan-Alberta Gas Ltd.

In the fall, the Board held one-day hearings on applications by Alberta and Southern Gas Co. Ltd., TransCanada PipeLines Limited, and Westcoast Transmission Company Limited for approval of renegotiated gas sales contracts. As interested parties did not express any major concerns with the applications filed by Pan-Alberta Gas Ltd., ProGas Limited, and Sulpetro Ltd., they were not set down for hearing.

In November the Board released eight Reasons for Decisions, amending twenty-two gas export licences to specify the new negotiated price contained in amendments to the pertinent gas sales contracts.

Other Hearings

Shell Canada Limited

In October the Board held a public hearing on an application by Shell Canada Limited for orders that would require Air Canada, Nordair Ltd., Quebecair and Pacific Western Airlines to pay Shell Canada for aviation turbine fuel consumed between February 1982 and April 1983.

The Board will release its Reasons for Decision in January 1985.[1]

Gulf Canada Limited—Order

In November the Board held a public hearing on an application by Gulf Canada Limited which requested the National Energy Board to direct Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. to receive, transport, and deliver, without delay, specified monthly volumes of gasoline and middle distillate from Edmonton, Alberta to Kamloops, British Columbia.

1. The Board released its Reasons for Decision in January 1985.

The Board will release its Reasons for Decision in January 1985.[1]

Hearings Adjourned

TransCanada PipeLines Limited—Method of Toll Regulation

In October and November 1984 the Board held a public hearing to examine the method of regulating TransCanada's tolls. This is the first major review of TransCanada's toll methodology since the first hearing in 1971.

On 14 November 1984 the hearing was adjourned to allow TransCanada to file additional information on toll design under alternative pricing assumptions. The hearing is scheduled to resume in February 1985.

Interprovincial Pipe Line Limited—Propane Facilities

The Township of Flamborough, Ontario in June 1983 requested a review of a Board decision to permit Interprovincial Pipe Line Limited to locate propane terminal facilities in the Flamborough area. The matter is reviewed in detail in the section *Legal Matters*.

Canada LNG Corporation—Western LNG Project

In June, Dome Petroleum Limited relinguished its role as manager of the Western LNG Project. Subsequently, the Canada LNG Corporation was established to manage all aspects of the project. The new company includes Dome, Union Oil Company of Canada Ltd., NIC Resources Inc., and Suncor Inc. Resources Group.

Following a request by Canada LNG Corporation in September, the Board approved

- The assignment of Dome's application to construct and operate facilities to manufacture liquefied natural gas for export to Japan.
- The assignment of Westcoast Transmission Company Limited's application to construct the associated pipeline facilities.
- The assignment of Dome's Licence GL-76, which authorizes the export of LNG to Japan.

This hearing is adjourned pending the receipt of further information in support of the application.

Arctic Pilot Project

In March the Board informed the Arctic Pilot Project sponsors and interested parties that it was examining whether APP's application for the construction of a natural gas pipeline and liquefaction plant on Melville Island in the Arctic should be dismissed, and invited any additional submissions on the matter. Subsequently, APP's agreements with its U.S. buyers expired and the project sponsors stated that they did not intend to extend these agreements. In addition, APP's timetable for the conclusion of agreements with potential European buyers had slipped to an unspecified date sometime in 1985. Therefore, in August 1984, the Board dismissed the application.

Hearings Pending

Murphy Oil Company Ltd.—Certificate

Murphy Oil Company Ltd. applied in December for a certificate of public convenience and necessity for the construction of a 45 kilometre crude oil pipeline from Wrentham, Alberta to Milk River, Alberta.

The Board has scheduled the hearing for February 1985.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.—Oil Products Facilities

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. filed an application in November for an order to upgrade the company's existing crude oil pipeline system and to construct pipes, tanks, and other facilities.[2]

1. The Board released its Reasons for Decision in January 1985.

2. The hearing has been rescheduled to begin not before 9 April 1985.

TransCanada PipeLines Limited—Certificate

TransCanada PipeLines Limited filed an application in May for a certificate to construct additional facilities required to deliver additional gas exports at Niagara Falls, Ontario. It also proposed that additional exports to the U.S. Midwest be delivered at Monchy, Saskatchewan by Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

The Board expects to hear the application in 1985.

Polar Gas Limited—Certificate

Polar Gas Limited filed an application in June for a certificate authorizing construction of a 2 145 kilometre natural gas pipeline from the Mackenzie Delta to Edson, Alberta. The pipeline would transport 21.1 million cubic metres of natural gas per day to markets in the United States.

Inquiries

TransCanada PipeLines Limited—Inquiry into Accident at Liebenthal Purchase Meter Station

In September 1983 an accident occurred on the TransCanada PipeLine system at the Purchase Meter Station at Liebenthal, Saskatchewan. The accident left one employee dead and another injured.

Following a public inquiry in December 1983, the Board determined that the probable cause of the accident was the failure of the employee to follow proper company operating procedures for work on piping under pressure but directed TransCanada to take steps to install a positive warning device on the metering module.

Westcoast Transmission Company Limited—Investigation of Accident at Fort Nelson Gas Plant, British Columbia

In November the Board investigated an accident which occurred in July at the gas plant of Westcoast Transmission Company Limited near Fort Nelson, British Columbia. The accident resulted in the death of one employee.

The Board's report on the causes of the accident and its recommendations to reduce the risk of recurrence will be released in January 1985.[1]

Northern Canada Power Commission—Inquiry

In April the Minister of Energy, Mines and Resources, at the request of the Minister of Indian and Northern Affairs, requested the National Energy Board to inquire into and report on the Northern Canada Power Commission's rate base, revenue requirements, and design of electrical rates for each rate zone in the Territories. This request followed a report issued by the Board in October 1983 following a public hearing in the North.

The five-member Board Panel who will be conducting the inquiry in Yellowknife and Whitehorse early in 1985 will include two temporary members from the Yukon and the Northwest Territories.

---

1. The Board released its report in January 1985.

25 Years

Review of the Energy Scene

Drilling rig, MacKenzie Delta (Photo: Gulf)

This year exploratory and development drilling in Canada returned to the record high level established in 1980

Supply and Demand

World oil prices in 1984 continued on a downward trend, reflecting the glut of oil experienced in world markets in the last few years. The average cost of imported crude at Montreal declined about 2.5 percent from the previous year's level. However, the average price paid by Canadians for imported crude at Montreal (in Canadian dollars) increased by 3 percent mainly because of the depreciation of the Canadian dollar. Domestic oil prices continued to be regulated by agreements between the federal and provincial governments, with no major revisions being undertaken during the year. The wellhead price of old conventional light crude remained at $187.21 per cubic metre, while the petroleum compensation charge was increased by $17.50 to $41.14 per cubic metre by the Finance Minister in his November economic statement to Parliament.

The wholesale price of natural gas at the Toronto city gate remained at approximately 65 percent of the price of crude oil at the Toronto refinery gate. A new natural gas export pricing policy came into effect on 1 November 1984. This policy permits negotiated prices between exporters and their customers, subject to established criteria including a floor price set by the Toronto city gate .

After three consecutive years of decline in total consumption of energy, increases were registered in all major fuels in 1984. The consumption of natural gas increased by about 10 percent, led by major increases in demand in the Quebec market as a result of continued expansion of the service area. Growth in the use

of other fuels was more moderate. Domestic demand for refined petroleum products in 1984 grew by some 1 percent—the first increase since 1979. Demand for electricity in 1984 increased by about 7 percent.

Table 1

Canadian Consumption of Primary Energy[1]
(Petajoules)

	1982	1983(p)	1984(e)
Petroleum[2]	3 374.7	3 160.2	3 187.9
Natural Gas[3]	1 798.8	1 847.7	2 039.0
Hydro Electricity[4]	2 494.9	2524.6	2 625.9
Nuclear Electricity[4]	418.3	502.5	549.1
Coal	895.9	926.0	1 014.0
Renewable	470.0	503.5	519.0
Total for Canada	**9 452.6**	**9 464.5**	**9 934.9**

(p) preliminary
(e) estimates

1. Includes non-energy use, own use, and conversions.
2. Includes LPGs.
3. Excludes reprocessing shrinkage.
4. Converted using a factor of 10.5 petajoules per terawatt hour. This assumes that the amount of primary energy associated with hydro and nuclear electricity is the amount which would be required if fossil fuels were used.

   If the energy were converted using the heat content of electricity ouput (3.6 petajoules per terawatt hour), the total would be:

1982	1983(p)	1984(e)
994.3	1033.1	1 083.6

Total production of domestic crude oil and equivalent averaged 242 371 cubic metres per day in 1984, an increase of 5 percent from the 1983 level . The main contributing factors were increased oil exports and continued development of heavy oil resources. Unlike previous years, production was maintained at close to capacity levels. This reduction in shut-in productive capacity resulted in part from the Board's 1983 decision to issue export licences for heavy crude oil exports on an annual basis and light crude oil exports on a short-term basis.

Exports of crude petroleum totalled 702 petajoules in 1984, an increase of 17 percent over 1983.

Total natural gas production also recorded a substantial increase of about 9 percent in 1984, reversing the previous year's decline. The consumption in Canada increased by 10 percent and exports by 6 percent .

Canada's total net installed electrical capacity increased by 5 percent from the 1983 level to 85 500 megawatts. Export sales of electricity increased by about 2 percent over the previous year.

The total Canadian energy trade balance increased by 5 percent to 1 414 petajoules. Natural gas contributed about half of the net exports. The rest were shared almost equally between petroleum and electricity net exports.

Table 2

Canadian Trade Balance in Oil, Gas, and Electricity
(Petajoules)

	1982	1983(p)	1984(e)
Exports			
Petroleum[1]	797.9	1 051.2	1 171.5
Natural Gas	850.1	770.6	809.4
Electricity[2]	118.7	132.9	135.3
Total	1 766.7	1 954.7	2 116.2
Imports			
Petroleum	717.5	613.7	701.1
Natural Gas	0.2	0.1	0.1
Electricity[2]	1.0	0.8	1.0
Total	718.7	614.6	702.2
Net Export - Total	**1 048.0**	**1 340.1**	**1 414.0**

(p) preliminary
(e) estimates

1. Includes petroleum products.
   Excludes exchanges between Canada and United States.
2. Electricty is converted at 3.6 petajoules per terawatt hour on the basis of the energy content of the electricity output. Excludes exchanges between Canada and United States.

Net export revenues from energy trade amounted to $8.1 billion, an increase of 9 percent over the previous year (Table 2). Natural gas accounted for $3.9 billion of this, while petroleum and electricity were $2.8 billion and $1.4 billion respectively (Table 3).

Table 3

Canadian Trade Balance[1] in Oil, Gas, and Electricity
(Millions of Dollars)

	1982	1983(p)	1984(e)
Exports			
Petroleum[2]	4 410.7	5 876.0	7 071.8
Natural Gas	4 807.6	3 940.8	3 920.3
Electricity	1 105.9	1 248.6	1 376.0
Total	10 324.2	11 065.4	12 368.1
Imports			
Petroleum[2]	4 538.7	3 602.1	4 242.1
Natural Gas	1.0	0.8	0.6
Electricity	5.4	5.7	9.6
Total	4 545.1	3 608.6	4252.3
Net Export - Total	**5 779.1**	**7 456.8**	**8 115.8**

(p) preliminary
(e) estimates

1. Excludes exchanges between Canada and United States.
2. Includes petroleum products.

Exploration and Development

In 1984 exploratory and development drilling in Canada returned to the record high level established in 1980. During the year approximately 9 200 wells were drilled, of which all but the 118 wells drilled in frontier regions were located in the conventional producing areas of the western provinces and Ontario. Of the 9 200 wells drilled in 1984, 2 800 were exploratory wells. Of these, 38 percent were successful oil wells and 24 percent were successful gas wells. A regional breakdown of drilling activity is shown in Table 4.

In the conventional producing areas, the combined effects of a continued weak gas export market, the New Oil Reference Price (NORP) and royalty 'holiday' for discovery wells were reflected in industry's continued emphasis on oil exploration and development.

The exploration and development activity associated with the oil resources discovered in the Beaufort Sea and on the Grand Banks, the gas resources found near Sable Island, and the development of the Norman Wells oil field has maintained drilling activity in the frontier areas at about the same level as in 1983.

The following is a more detailed account of significant drilling activity in 1984. (Locations listed are identified on the accompanying map, Figure 1).

Table 4

Drilling Activity by Area
(Number of Wells Drilled)

	1983	1984
British Columbia	71	183
Alberta	4800	5573
Saskatchewan	1800	2904
Manitoba	250	250
Southern Yukon and Northwest Territories Mainland	62	79
Ontario	169	162
Mackenzie Delta/Beaufort Sea	5	11
Arctic Islands	5	4
East Coast Offshore		
Scotian Shelf	11	13
Grand Banks	5	10
Labrador Shelf	4	1
Total for Canada	**7182**	**9190**

British Columbia

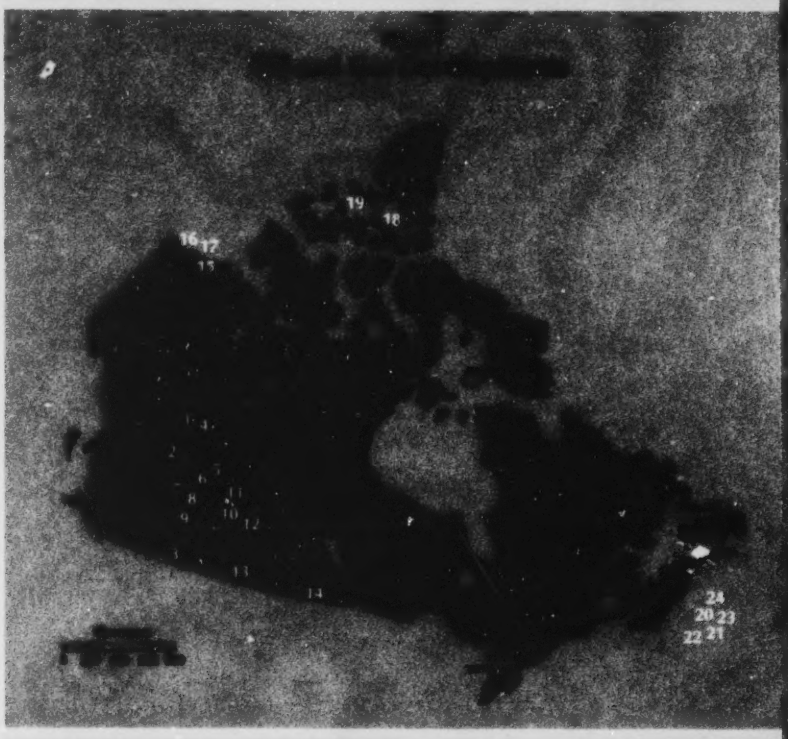
After two consecutive years of declining drilling activity, 1984 marked a turn-around in British Columbia. Drilling activity was concentrated in the area of the 1983 Desan oil discovery (1), which accounted for more than half the wells drilled in the province. The Fort St. John area (2) also experienced considerable oil drilling activity. Exploration play is under way in the southeastern part of the province (3) in a search for carbon dioxide for use in enhanced oil recovery projects.

Alberta

Increased drilling in northwestern and west central Alberta was concentrated in areas of known oil production (4 to 9), where small to medium sized scattered oil accumulations made significant contributions to Alberta's oil reserves and production levels. There was considerable drilling activity in the heavy oil and bitumen regions of Lloydminster (10) and Cold Lake (11).

Saskatchewan

For a second consecutive year a new drilling record was established in Saskatchewan. Activity was stimulated by several factors such as changes in provincial oil royalties and tax regulations, an increase in natural gas prices, the province's objective of producing more of the natural gas it consumes, plus a strong export demand for heavy oil. As in previous years, drilling was concentrated in the heavy oil belt of west central Saskatchewan (12), and in the southwestern part of the province (13) where shallow gas reserves were developed. The search for light oil also generated considerable drilling activity in southeastern Saskatchewan.



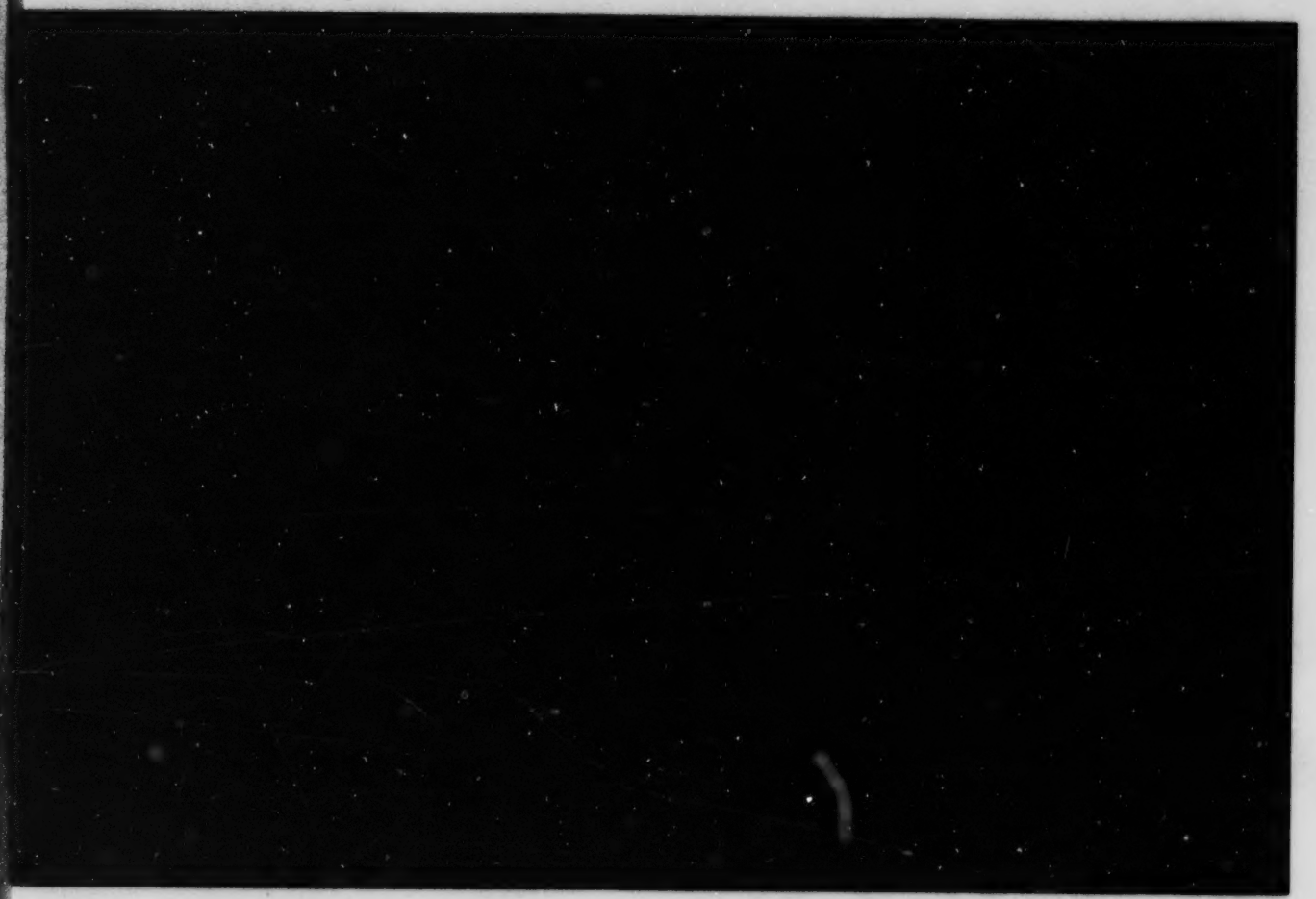
Manitoba

Drilling activity in Manitoba continued at approximately the same level as in 1983, with activity concentrated on the development of oil reserves in the southwestern part of the province at Daly, Virden, Pierson, and Waskada (14).

Yukon and Northwest Territories Mainland

Development of the Norman Wells oil field for the purpose of a waterflood program accounted for the drilling of 68 wells during 1984.

Elsewhere on the mainland, 15 wells were drilled; 11 were unsuccessful while the others were suspended and will be tested at a later date.



Conical floating drilling unit in the Beaufort Sea (Photo: Mobil)

Mackenzie Delta - Beaufort Sea

On the Tuk Peninsula drilling was completed at two wells, one of which, Esso et al Tuk M-09 (15), was classified as a gas discovery.

Offshore, in the Beaufort Sea, Gulf Canada Resources Inc. and partners tested oil from the Pitsiulak A-05 (15) well and oil and gas from the Amauligak J-44 (17) well. The third 1984 Beaufort discovery was at Esso's Kadluk 0-07 (16) well, which recovered gas during the testing program.

Arctic Islands

Panarctic Oils Ltd. drilled two exploratory and two delineation wells in 1984. While both exploratory wells were abandoned, one, the Buckingham 0-68 well (18) did recover a small amount of oil. Of the two delineation wells, one was dry while the other, Skate C-59 (19), tested gas from the same formation which recovered hydrocarbons in the discovery well.

East Coast Offshore

On the Scotian Shelf, delineation drilling continued in the Venture field (20) and in the adjacent area. Mobil et al Venture H-22, the fourth delineation well on the structure, helped define the eastern limits of the field.

During the year, three wells were spudded on the West Venture (20) structure, located between the Venture field and the 1982 Olympia gas discovery (20). At year end the W. Venture C-62 well was being drilled, while at the W. Venture N-91 well, the operator was attempting to recover drill pipe which was dropped in the well when abnormal gas pressure problems were experienced.

South of Sable Island, Shell Canada Resources Limited drilled a successful delineation well to evaluate the 1983 Glenelg discovery (21). At year end a second delineation well was being drilled on the structure.

Elsewhere on the Scotian Shelf, gas discoveries were made at Alma (22), Chebucto (23) and Uniacke (24).

On the Grand Banks (25), Mobil Oil Canada, Ltd. and partners drilled and completed two successful oil delineation wells in the Hibernia field. To date there have been ten wells drilled in Hibernia.

Elsewhere on the Grand Banks, gas was tested at the North Dana and Trave wells, oil was recovered at the Terra Nova well and oil and gas were recovered at South Mara.

No drilling was conducted on the Labrador Shelf in 1984; however, one well which previously had been suspended was re-entered and abandoned.

Oil and Gas Reserves

The Board's estimate of remaining established reserves of conventional crude oil as of 31 December 1983 is 719.0 million cubic metres, 16.7 million cubic metres less than the 31 December 1982 estimate.

The Board's estimate of remaining established reserves of marketable natural gas in the conventional producing areas as of 31 December 1983 is 80.0 exajoules, 1.4 exajoules lower than its 31 December 1982 estimate.

Table 5

Estimated Established Reserves of Conventional Crude Oil at 31 December 1983 (Million Cubic Metres)

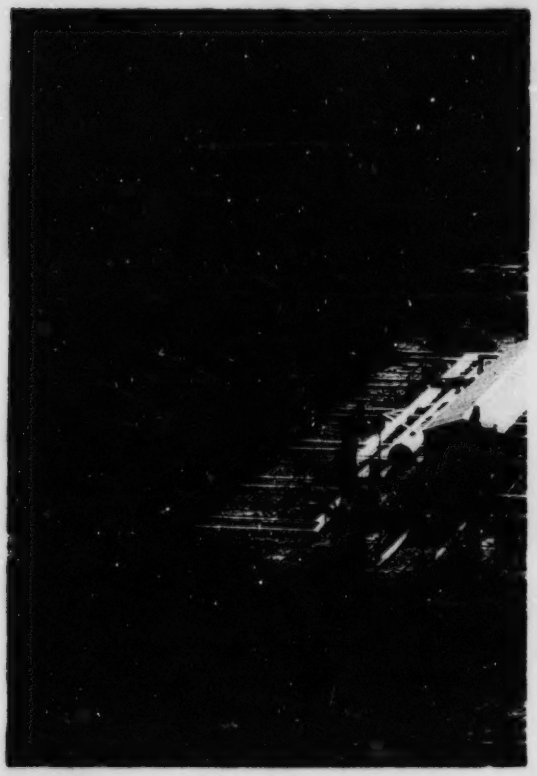
	Initial	Remaining
British Columbia	81.1	22.5
Alberta	1907.7	550.5
Saskatchewan	399.9	99.7
Manitoba	32.5	10.1
Northwest Territories	39.9	35.4
Ontario	10.1	0.8
Total for Canada	**2471.2**	**719.0**

Table 6

Estimated Established Reserves of Marketable Natural Gas at 31 December 1983 (Exajoules)

	Initial	Remaining
British Columbia	16.0	9.6
Alberta	110.5	67.7
Saskatchewan	2.9	1.8
Southern Yukon and Northwest Territories	0.6	0.4
Ontario and Other Eastern Producing Areas	1.3	0.5
Total	**131.3**	**80.0**
Mackenzie Delta	5.6	5.6
Arctic Islands	12.0	12.0
Total for Canada	**148.9**	**97.6**

25 Years — Review of Board Activities



V Pad, Cold Lake (Photo: Esso Resources)

Production and exports of crude oils and natural gas increased; generation and exports of electricity also increased

Crude Oil and Petroleum Products

International

During 1984, the full impact of the apparently fundamental shift in energy consumption patterns was felt by the world oil industry. This shift was highlighted by a persistent weakness in the demand for oil products, notably in the key areas of North America and Western Europe. Throughout the year widespread discounting from "official" or "contract" prices took place. This, combined with very low margins available to refiners and extreme fragility of the overall crude oil price structure, helped to destabilize markets. Spot market pricing became prevalent and distortions appeared in the scales of price differentials that traditionally reflect differing qualities and competitive refining values of individual grades.

Under these conditions the formerly dominant Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) lost much of its influence and market share. Although the $29 per barrel marker level and a measure of cohesion were effectively maintained, there remained divisions among members related to differing interests, poor discipline in regard to production quotas, and much covert price discounting (only about half of OPEC's 1984 sales were at official prices). Some OPEC producers continued to forge ahead in crude oil output and North Sea and Texas grades replaced the Arab Light OPEC "marker" as the industry's price leader.

It became increasingly evident that the weakness in oil demand originated in part from factors which well may persist for decades. Many of the initiatives taken such as building insulation codes, smaller and more fuel-efficient vehicles etc., are not liable to reversal or abandonment even with lower oil prices and accelerated economic growth. Other structural changes affecting the market include a reduction in the number of active refineries and the remainder operating with much lower inventories than before.

Domestic

An allocation of domestic light crude oil, excluding light sour blend (LSB), was required only during the first quarter of 1984. Strong demand for LSB resulted in its allocation during seven of the twelve months of 1984. Despite the relative absence of domestic allocations, light crude oil was shut in only twice in 1984 (April and August), averaging 990 cubic metres per day for the year.

Authorized exports of domestic light crude oil averaged about 14 300 cubic metres per day in 1984, a 64 percent increase over 1983 levels. The continued subsidization of the movement of domestic light crude oil to Atlantic refiners resulted in deliveries to the Atlantic region being 12 percent higher than in 1983 and averaging 8 300 cubic metres per day for the year. Deliveries of domestic crude oil and equivalent hydrocarbons to Canadian refineries will approximate 1983 levels.

Toward the end of 1984, steady production of domestic light crude oil and increased production of western Canadian heavy crude oil combined to produce a potential capacity problem on the Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) system. To alleviate this possibility, the Board encouraged the blending of light and heavy crude oil on IPL as well as the movement of domestic crude oil by means other than IPL.

The projected production of western Canadian crude oil will require pumping rates in excess of existing pumping capacities throughout 1985. As a result, the Board approved an IPL application to construct facilities increasing its capacity in the fourth quarter of 1985.

Canadian demand during the year for the main petroleum products (gasoline, middle distillates, heavy fuel oil) declined by 1.6 percent from 1983 levels, with Quebec and British Columbia leading the downward trend. Demand for heavy fuel oil and motor gasoline fell by 9.2 and 1.8 percent respectively; middle distillate demand increased by 1.2 percent. Refining capacity, lost when Texaco closed its Prairie refinery, was more than offset with the opening of Shell's Scotford plant which has a design capacity of about 7 900 cubic metres a day.

Canadian refinery crude runs were almost 1.0 percent higher in 1984 than the year before although Atlantic and Quebec refineries' throughput declined from an average 77 000 cubic metres per day in 1983 to about 73 000 cubic metres per day in 1984. During 1984 crude runs west of Quebec averaged 159 000 cubic metres per day.

The Board's practice of providing a monthly overview of the oil supply/demand balance in Canada to industry and federal and provincial officials was maintained.

Exports and Exchanges

With continued increase in production and relatively flat demand by Canadian refiners, exports of heavy crudes averaged about 36 000 cubic metres per day for the year, an increase of 12 percent over the previous year. Exports of light crude also increased during 1984, with the final volume expected to average 14 300 cubic metres per day.

The demand by U.S. refiners for Canadian light crude in exchange for U.S. domestic, delivered to Canadian refiners, is expected to reach 930 000 cubic metres, about the same as in 1983. Eastern Canadian exchanges involving the export of Canadian crude oil in return for the receipt of offshore shipments to Eastern Canada increased over last year, totalling approximately 1.8 million cubic metres.

During 1984 the Board encouraged exports of petroleum products in order to help sustain the

production of western Canadian crude oil while also increasing throughput at Canadian refineries and upgrading a domestic resource. As a result, exports of licensed petroleum products in 1984 averaged 18 900 cubic metres per day, about 23 percent higher than those of 1983. Licensed imports of heavy fuel oil averaged about 3 000 cubic metres per day, slightly less than the 1983 level.

Commencing 1 January 1984, export charges replaced the refund of import compensation on exports of petroleum products from eastern Canada. At the same time, a charge was applied on licensed exports of asphalt.

Revenue Sharing

The Board continued to administer the program which provides for the equal sharing of revenue from export charges on crude oil between the federal government and the producing provinces. Since the inception of the program in November 1980, approximately $987 million in revenues has been distributed among the producing provinces. In 1984 a total of approximately $233 million was distributed.

Table 7

Crude Oil and Equivalent Hydrocarbons Production, Imports and Exports
(Thousands of Cubic Metres per Day)

	1982	1983(p)	1984(e)
Canadian Production	217.7	230.3	242.4
Imports	43.8	34.6	34.7
Exports	24.8	42.8	49.8

(p) preliminary
(e) estimates

Natural Gas and Gas Products

Production and sales of natural gas in 1984 increased from the 1983 levels, largely because of the extension of gas distribution systems in Quebec as well as generally improved economic conditions. Net sales of natural gas in Canada during 1984 increased by 10 percent, and exports to the United States by 6 percent. Production in British Columbia increased by 11 percent, while production in Alberta increased by 8.4 percent from the 1983 production levels.

Natural Gas Production and Consumption

In 1984, Canadian production of marketable natural gas increased by 5.7 billion cubic metres from the 1983 level of 65.4 billion cubic metres, an increase of 8.7 percent. Net sales of natural gas in Canada during 1984 increased by 4.6 billion cubic metres, up 10.5 percent over the 1983 level of 43.8 billion cubic metres. Consumption in the residential sector grew by 9 percent while the commercial sector improved by 6.5 percent. The industrial sector, which represents approximately 50 percent of total net sales in Canada, increased 12.6 percent reflecting the generally better economic conditions. During 1984, the delivery of natural gas from western Canada was extended further into Quebec by the construction of a distribution lateral into the Lac St. Jean region.

Table 8

Natural Gas Deliveries
(Billion cubic metres at 101.325 kPa and 15° Celsius)

	1982	1983(p)	1984(e)
Net Sales in Canada	43.9	43.8	48.4
Exports	22.2	20.2	21.4
Other Canadian Uses[1]	3.4	1.4	1.3
Total Deliveries[2]	**69.5**	**65.4**	**71.1**

(p) preliminary
(e) estimates

1. Includes pipeline fuel and losses and other deliveries, less imports and inventory changes.
2. Marketable pipeline gas.

Natural Gas Exports

The softness in the United States market for Canadian gas continued during 1984. Reduced demand by purchasers coupled with severe price

competition from residual fuel oil and U.S. gas supplies resulted in little change in Canada's export market share. During 1983 gas exports were only 43.0 percent of the total authorized volume; during 1984 this percentage increased slightly to 44.5 percent. Total natural gas exports were 21.4 billion cubic metres, an increase of 6 percent over 1983.

The Volume Related Incentive Pricing (VRIP) program was continued in 1984, enabling Canadian exporters to sell a portion of their gas at an incentive price of $3.17 (U.S.) per gigajoule and thereby maintain their market share. Some export companies sold gas under the monthly VRIP scheme which allowed them to sell incentive-priced gas to their U.S. customers each month rather than wait for the customer to purchase the base quantity on an annual basis. This program provided exporters with an opportunity to maintain exports at the 1983 level, thereby eliminating further erosion of sales.

On 13 July 1984 the Minister of Energy, Mines and Resources announced that effective 1 November 1984 gas export prices would be set on the basis of buyer/seller negotiations. The new policy requires the Board to ensure that pricing recommendations to the Minister are in accordance with the criteria stated in the Government's Natural Gas Export Pricing Policy statement.

In November and December, on the Board's recommendation, the Minister approved new negotiated export prices for Alberta and Southern Gas Co. Ltd., Canadian-Montana Pipeline Company, Pan-Alberta Gas Ltd., ProGas Limited (for sales to ANR Pipeline Company and Tennessee), Sulpetro Ltd., TransCanada PipeLines Limited (for sales to ANR and Midwestern) and Westcoast Transmission Company Limited.

The Board may issue short-term gas export orders under the Part VI Regulations. During 1984, the Board received 18 applications for short-term orders. Of these, three were approved, three were denied as not being in the public interest, and four were withdrawn. The Board is reviewing the remaining eight applications.

During 1984 Canadian natural gas revenues from exports were $3.9 billion, essentially unchanged from the revenues of 1983.

Ethane and Ethylene

No licences or orders were issued for the export of ethane or ethylene during 1984. In July the Board issued a short-term order authorizing Dome Petroleum Limited to import 160 000 cubic metres of ethane at Sarnia, Ontario.

Export Control of Propane and Butanes

In 1984 the Board continued to authorize the export of propane and butanes and to set minimum export prices. The minimum export prices for propane ranged from 10.5 to 11.5 cents per litre and those for butanes ranged from 14.5 to 15.5 cents per litre.

Total net Canadian production of propane and butanes was 7.3 million cubic metres and 4.4 million cubic metres, respectively. Canadian domestic requirements for propane and butanes were 4.3 million cubic metres and 2.1 million cubic metres, respectively.

There was no restriction on the quantity of butanes that could be exported. The export limit on propane was set at 36.0 percent of production at the beginning of the 1984-85 allocation year, and increased to 40.0 percent in December 1984, retroactive to 1 April 1984. In 1984, exports of propane were 3.1 million cubic metres, up 6 percent from the previous year, and exports of butanes were 2.5 million cubic metres, up 9.4 percent. The predominant export market for Canadian propane and butanes continued to be the United States.

During the latter part of 1984, the Board consulted with the gas industry on whether the volume restriction on propane exports should be removed.[1] The volume restriction on the export of butanes had been similarly removed in October 1983.

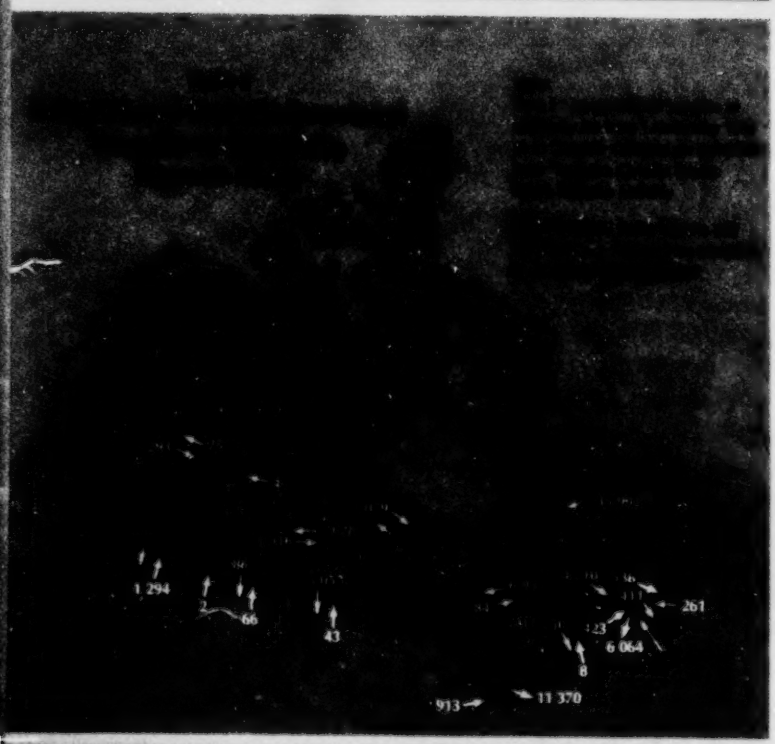
1. In January 1985, the Board decided to remove the volume restriction on propane exports effective 1 April 1985.

Electric Power Activities

Export and Generation of Electricity

Gross exports of electricity in 1984 were 41 842 gigawatt hours, compared to 38 831 gigawatt hours in 1983, and imports were 2 750 gigawatt hours, compared to 3 179 gigawatt hours in 1983. This resulted in net exports of 39 092 gigawatt hours compared to 35 652 gigawatt hours in 1983. These net exports constituted about 9.0 percent of total Canadian generation, no change from 1983.

Export revenues of about $1 376 million ($1 249 million in 1983) and import costs of $10.6 million ($6.2 million in 1983) resulted in a net revenue of approximately $1 365 million ($1 243 million in 1983).



In 1984 the total export sales of electricity increased marginally (2 percent) over the previous year, while the associated revenue was up 10 percent. This increase in revenue results mainly from higher prices of electricity in the U.S. market. Although the Canadian utilities entered into a few new export sale agreements during the year, there was very little activity carried out under these new agreements.

Ontario Hydro entered into an import agreement to replace some nuclear generation lost as a result of the outage of certain nuclear units. This loss of generation along with the increased competition in the Michigan and New York markets contributed to a decline in Ontario Hydro's interruptible export sales.

B.C. utilities increased their export sales by 45 percent over 1983; however, volumes dropped in the last quarter of the year due to the implementation of a new Intertie Access Policy by Bonneville Power Administration in the United States. This policy gives preference to northwestern utilities over Canadian utilities most of the time, regardless of price.

Because of their relation to exports, the Board monitors Canadian power generation and interprovincial transfers although it does not regulate these matters. Figure 2 shows exports and imports in 1984 as well as interprovincial transfers for 12 months ending October 1984.

Total generation of electricity in Canada in 1984 was estimated at 425 000 gigawatt hours, up about 7.4 percent over 1983. Of this, approximately 67 percent was supplied from hydroelectric generation, 21 percent from conventional thermal generation and 12 percent from nuclear generation. Returns submitted to the Board by the major exporting utilities showed that, of their exports, 60 percent of the energy came from hydro generation, 29 percent from imported coal, 5 percent from nuclear, 4 percent from imported oil, and 2 percent from Canadian fossil fuel.

A new certificate of public convenience and necessity and related orders issued during the year are shown in Appendices E-1 and E-2.

New licences to export power and energy and related orders issued during the year are tabulated in Appendices E-3 and E-4.

Exports of electric energy under each licence and order during the year are tabulated in Appendix E-5 and the total electricity trade for the period 1980-1984 is shown in Appendix E-6.

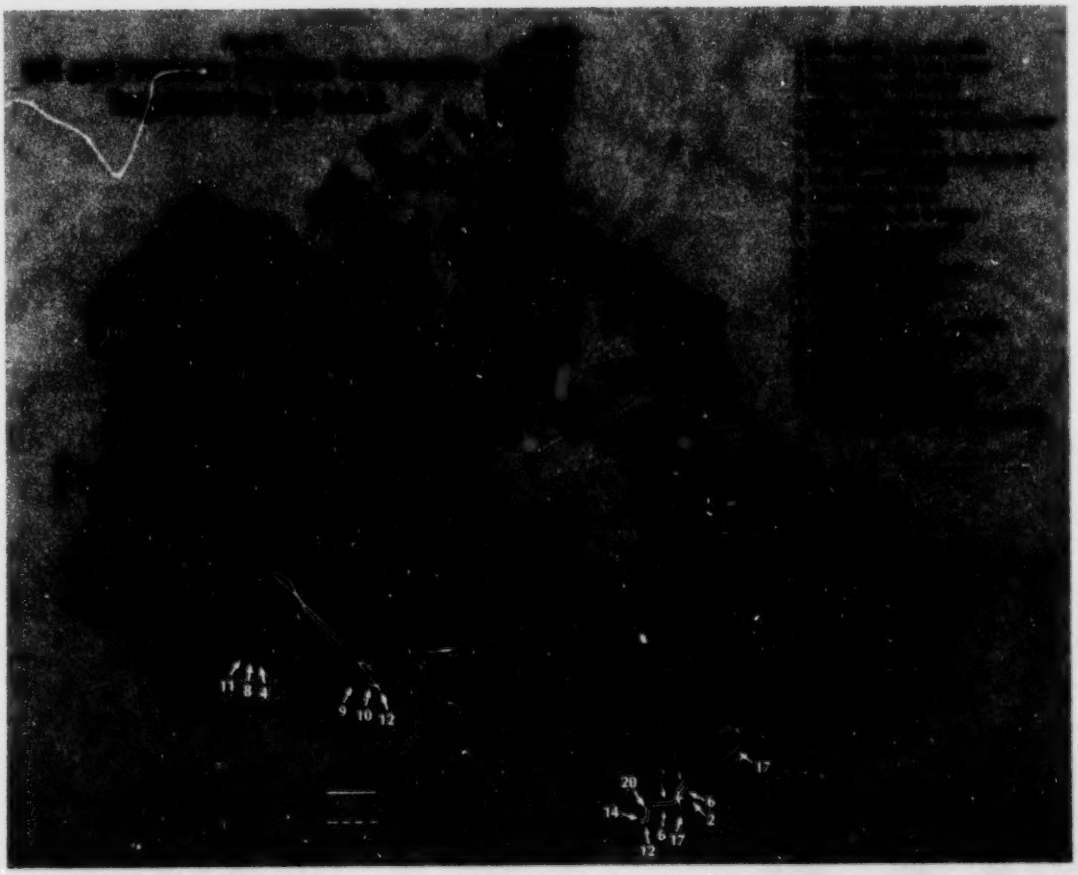
Other Activities

As part of their operational activities and advisory role, Board staff continued their liaison and consultation with outside agencies and other government departments on electric power matters. Senior Board staff keep abreast of developments in electricity through participation as the Canadian observers to the North American Electric Reliability Council, a voluntary organization of electric power utilities who make up virtually all the electric power supply in the contiguous United States and Canada. In addition, staff continued their participation in the Canadian Electrical Association, the Canadian Standards Association and other technical societies.

Pipeline Activities

The Board regulates a total of 40 gas, oil and products pipeline companies. Those pipeline systems are shown on Figures 3 and 4.

The Board must approve applications to construct new facilities before companies under its jurisdiction can charge users for the use of these facilities. To this end, the Board assesses applications to determine if they are in the



public interest. Appendices G-1, G-2, O-1, and O-2 are a list of the orders approving new pipeline facilities issued by the Board in 1984. The Board also monitors the construction of new facilities and the operation of pipelines.

One of the Board's most important functions with respect to the regulation of pipelines is monitoring the construction of new facilities, compressor stations, replacements or upgradings, meter stations, and sales taps. The Board ensures that pipeline operators comply with safety and environmental regulations, Canadian standards, and the Board's own certificate terms and conditions in order to provide the user with a reliable and cost-effective transportation system. After the Board grants leave to open facilities, it continues to monitor their operations and to investigate pipeline incidents.

Construction began on the Norman Wells Pipeline during 1984 and from January to April, Interprovincial Pipe Line (NW) Limited (IPL (NW)) built over 587 kilometres of line. The Board's inspection staff, who ensured compliance with approved designs for technical, geotechnical and environmental matters, continues to monitor construction and its effects on the environment.

The Board monitored numerous projects involving replacement, relocation and upgrading of portions of existing pipeline systems. In order to return the pipeline to service as quickly as possible, the Board used expedited leave-to-open procedures.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. was the only company, other than IPL (NW), to build new pipelines in 1984. These pipelines were built to facilitate the delivery of oil to and from processing plants in British Columbia.

During 1984 Interprovincial Pipe Line Limited experienced a steady increase in throughput volumes, particularly of heavy crude oil. To alleviate any possible capacity problems, IPL proposed installing additional facilities in western Canada and switching types of crude oil between its various lines to service Montreal refineries. Both applications submitted for these proposals were approved by the Board.

In June the Board approved a proposal by TransCanada PipeLines Limited to use a new high impact welding process for a pipeline loop project near Thunder Bay, Ontario. This new technology, which consists of joining pipes together with internal and external explosive charges, could result in future reductions in pipeline construction costs in remote areas of Canada.

During the year TransCanada received approval to construct compression facilities at two locations enabling it to deliver increased volumes to markets in Quebec and eastern United States. TransCanada also applied and received approval for the construction of some new facilities as well as the replacement of some existing ones.

During the year, Westcoast Transmission Company Limited also applied for and received Board approval for a number of routine additions and replacements to its pipeline system. In addition, Westcoast received Board approval to upgrade and relocate its pipeline in order to accommodate new highway construction.

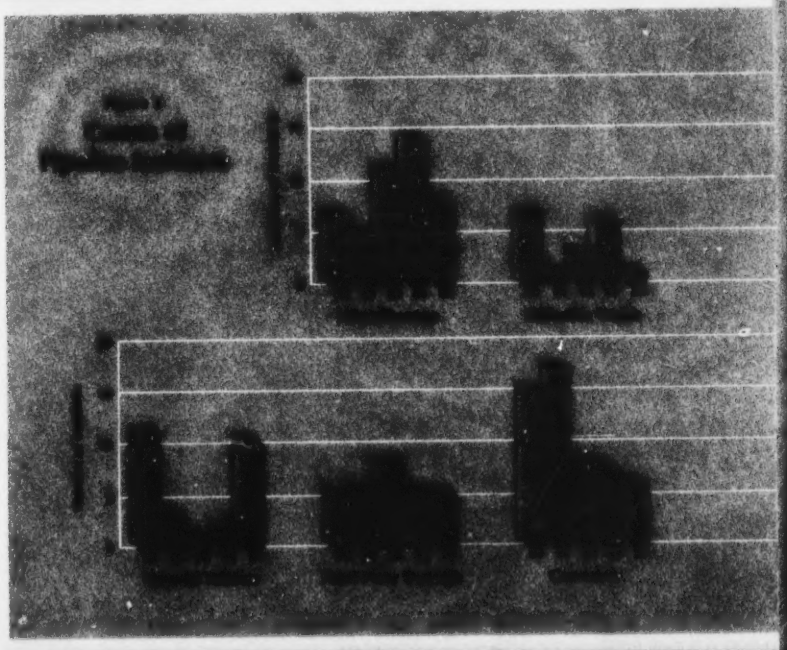
Westcoast, Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc., Inter-City Gas Corporation and TransCanada were active in the construction of some 20 new meter stations and sales taps in 1984. These stations are used to measure the amount of gas delivered from the transmission companies to local natural gas distributors across Canada.

Pipeline Incidents

The Board requires detailed reports on all incidents involving personal injury or fatality and on pipeline malfunctions or any other events which result in a loss of service of a pipeline under its jurisdiction. These reports together with the findings of further investigations are considered when forming improved pipeline safety and operational standards as well as when revising and improving regulatory requirements.

The Board conducted several field inspections at pipeline incident locations to ensure that established emergency, safety and environmental protection procedures had been implemented. Immediate and effective steps must be taken to limit the extent of the damage, to contain any spills of hydrocarbons, to provide protection to the public and property, and to repair the damaged pipeline and return it to service as quickly as possible. The Board continues its surveillance of the site to ensure the effectiveness of a company's rehabilitation program.

Figure 5 illustrates the causes of pipeline incidents in 1984. A total of 31 incidents



occurred in 1984, or approximately one incident for every 1200 kilometres of pipeline under the Board's jurisdiction.

Routine Inspection

Throughout the summer of 1984, the Board continued its inspection of the operational, maintenance, and safety practices of pipeline companies. The findings of this inspection enable the Board to assess on a continuing basis the adherence to the companies' operating manuals and the conditions of operation of each pipeline system.

Utility Crossing and Infringements

All utility construction activities affecting pipelines regulated by the Board require its approval. Proposed activities must meet the safety concerns outlined in various standards ensuring safe construction practice.

In 1984, 707 applications relating to crossings or infringements were approved by the Board.

Environmental Matters

Protection of the environment is a major concern of the Board when considering and reviewing applications, as well as during the construction and operation of facilities.

In the interests of efficiency and cost-effectiveness, various environmental disciplines within the Board were amalgamated during the year. That has provided a continuity of approach from pre-application meetings to post-construction monitoring.

In 1984 the Board carried out environmental inspections during the construction of the Interprovincial Pipe Line Limited Gulf-Clarkson pipeline and the Norman Wells pipeline. The Board also reviewed a number of environmental monitoring reports submitted during the year. The purpose of those reports is to monitor the recovery of disturbed right-of-ways following construction.

The Board also carried out a number of operational activities, including investigations into several landowner complaints and monitoring the restoration of oil spill sites.

In addition to conducting environmental reviews and inspecting projects, the Board maintains an active interest in current Canadian environmental topics. Among the special studies initiated in 1984 were a Review of Pipeline Impacts on Agricultural Lands, the Current Federal Positions on Acid Rain - Canada and the United States, and guidelines for environmental information required with respect to applications for gas plants and other facilities.

With the aim of streamlining the regulatory review of major applications, pre-application and pre-construction meetings were held with companies to discuss their proposals. A number of information sessions were held to guide federal, provincial, and private agencies on how to participate effectively in the Board's regulatory process. Environmental staff attended several international environmental conferences to review and improve the Board's assessment and regulatory procedures.

Energy Studies

A major study of the prospects for energy supply and demand to the year 2005 was carried out by Board staff during the year. *Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, released in September 1984, updates an earlier study published by the Board in mid-1981. The study was undertaken because of substantial changes which have recently occured in energy markets. Staff were assisted by some 65 submissions from industry, provincial governments, major energy consumers, and public interest groups. The exchange of views between Board staff and participants on an informal basis significantly aided the preparation of the report.

The major findings of the study are:

- Energy consumption is projected to grow at 1.6 percent a year for the period to 2005, a significant decline from the annual growth rate of 5 percent experienced in the 1950's and 1970's. The lower rate of increase is

expected to result from a more efficient use of energy and from lower economic growth compared with the levels experienced during much of the past two decades.

- When light and heavy crude oil are considered together, Canada currently produces more crude oil than it consumes. It is likely that this situation will continue into the future, although significant production from new oil sands plants and frontier areas will be required. Taken individually, heavy crude oil will be in excess supply throughout the forecast period while domestic production of light crude oil will be less than Canadian demand, implying a continuing need for imports of light crude.
- Natural gas supply from Western Canada is sufficient to meet domestic and authorized export demand until about 2005. Thereafter, alternative supply sources, such as frontier areas or the very low permeability reservoirs in Western Canada, will be required. The current excess deliverability is likely to diminish in the 1980's with the anticipated expansion of United States markets and domestic demand.
- Expansion of electricity generating capacity beyond that committed will not be required for some time to come. In some provinces, considerable excess capacity is available that could support increasing exports to the United States.
- Natural gas liquids will continue to be available to meet Canadian needs, with substantial excess volumes remaining for export. Coal production will increase to satisfy a growing requirement for electricity generation in Alberta and Saskatchewan, and for the export market. The use of alternative energy forms, including wood, wood wastes, and solar power will increase significantly, in absolute terms, over the projection period but their share of total energy use will remain relatively small, less than 8 percent.

River crossing, TQM pipeline (Photo: TCPL)

Financial Regulatory Matters

The Board has 40 oil and gas pipeline companies under its jurisdiction. The five large oil and the five large gas pipeline companies have assets of over $5 billion and annual revenue requirements of about $4.9 billion. In support of its regulatory activities, the Board monitors the financial results and accounting practices of these companies and others under its jurisdiction. This is accomplished through the analysis of periodic or special reports required by the Board and by ongoing audits.

To enhance the effectiveness of the audit function, the Board has decided to implement a program of focussed economy and efficiency audits. It has also decided to make future audit reports on pipeline companies available to the public.

The Board is responsible for auditing the export of licenced crude oil and oil products. Charges collected on these exports amounted to approximately $597 million in revenues in 1984. Under the Transportation Fuel Compensation Recovery Program the Board was delegated responsibility for the collection of export charges applied to aviation and marine fuels consumed in international transportation. Although the application of the program to aviation fuel was cancelled in February 1982 and its application to marine fuel terminated in May 1983, the Board has continued, on behalf of the Federal Government, to handle the processing of refunds to air carriers and the verification of levies on marine fuel under the program.

Legal Matters

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.

The following litigation involving Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM) and the Board took place during 1984:

1. TQM applied to the Federal Court of Appeal for leave to appeal the June 1983 Decision of the Board regarding TQM's tolls and the Board's dismissal in August 1983 of TQM's application for a review of that decision. The Court dismissed the application in August 1984.
2. TQM submitted an interlocutory application with the Court of Appeal in the above proceeding for an order requiring the Board to produce all internal memoranda and staff papers in connection with the tolls decision and the review application. The interlocutory application was dismissed on 19 April 1984.
3. The Board has filed a motion with the Court to quash an application by TQM for a judicial review of the Board's 29 August 1983 refusal to review the May 1983 Decision, on the basis that the grounds for this application are the same as those considered by the Court in the application for leave to appeal that has been dismissed. This motion will be heard early in 1985.[1]
4. In May TQM applied to the Federal Court of Appeal for a judicial review of the Board's decision (dated March 1984) in respect of the new tolls effective 1 May 1984.[2]
5. In June TQM applied to the Federal Court of Appeal for leave to appeal the same March 1984 Decision. This application will be heard by the Court on 24 January 1985.[1,2]
6. The Canadian Petroleum Association and the Independent Petroleum Association of Canada applied to the Federal Court of Appeal for leave to appeal a decision of the Board dated August 1984 granting in part TQM's application for a review of the March 1984 Decision in regard to TQM's tolls. The application was dismissed on 6 December 1984. An application to review the Board's decision pursuant to section 28 of the Federal Court Act has been filed as well.[2,3]

1. Adjourned at the request of TQM.
2. The Board understands that TQM will not be proceeding with the litigation described in 4,5, and 6.
3. CPA/IPAC has indicated that this application will be discontinued.

Interprovincial Pipe Line Ltd.

An application to the Supreme Court of Canada for leave to appeal a decision of the Federal Court of Appeal was dismissed on 17 December 1984. The Federal Court had earlier dismissed an appeal brought by the Township of Flamborough under section 18 of the NEB Act, of certain preliminary rulings made by the Board in a public hearing held to review the Board's decision to permit Interprovincial Pipe Line Limited to locate its proposed propane truck and rail loading facilities in the Flamborough area as approved by the Board in Order No. XO-1-83. The grounds for the Township's appeal involved the jurisdiction of the Board to issue the Order in question, the constitutional jurisdiction of the Board over the pipeline as modified, and alleged bias on the part of one Member of the Board.

Hydro-Québec

An application to the Federal Court of Appeal was brought by Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) and Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CF(L)C)under section 18 of the NEB Act for leave to appeal the January 1984 Decision of the Board granting electricity export licences to Hydro-Québec. On 5 June 1984, the Court granted leave on one of the six grounds for the appeal; NLH and CF(L)C subsequently decided not to proceed with the appeal.

Canadian Pacific Airlines Limited and Wardair Canada (1977) Ltd.

Actions brought by Canadian Pacific Airlines Limited and Wardair Canada (1977) Ltd. in the Federal Court, Trial Division, against the Attorney General of Canada and the Board remained essentially dormant. The airlines are seeking declarations as to the validity under the NEB Act of export licensing of, and the prescription of minimum export prices for, jet fuel consumed by those airlines on international flights from May 1981 to April 1983.

Unlicenced Exports and Collection of Export Charges

During 1984 the Board assisted the Department of Justice and the Royal Canadian Mounted Police in one successful prosecution for the export of oil without a licence under the NEB Act.

As part of its duty under the Energy Administration Act to administer the collection of charges on oil exported from Canada, the Board assists the Department of Justice in legal actions to collect unpaid export charges. During 1984 two such actions were settled, judgment obtained in a third, and a fourth is proceeding.

25 Years

Legislation and Regulations

Oil refinery, Dartmouth N. S. (Photo: N.F.B. Phototèque)

The most extensive amendments were to the NEB Part VI Regulations which relate to the export and import of oil, gas, and electricity

Following is an outline of changes that were made during 1984 to the Acts, Regulations, or Rules under which the Board operates. Each issue of the Board's quarterly Regulatory Agenda contains more detailed information on this subject.

Amendments to the National Energy Board Act Regulations

National Energy Board Part VI Regulations

These regulations, which relate to the export and import of oil, gas, and electricity, were amended several times during the year. A new Office Consolidation of the NEB Part VI Regulations, dated February 1984, is available from the Board free of charge. Amendments, completed or in various stages of preparation, include the following:

(a) Amendments to section 6 concerning the information required in an application for a licence to export electricity. Comments by interested parties have been received and are under review.

(b) Amendments to sub-section 18(1)(c) to permit holders of electrical orders authorizing exports of 1 000 kilowatts or less to file export reports less frequently than monthly but at least annually. Subject to approval by Governor in Council.

(c) Amendment to sub-section 19(2)(b) to eliminate the requirement that exports of propane and butanes involving subsequent or previous imports may be authorized by order only if made by pipeline. Approved by Governor in Council in November.

(d) Amendment to section 25 to clarify the definition of the oil products that are subject to licensing by the Board. Subject to approval by Governor in Council.

Gas Export Prices Regulations

In April 1983 the Governor in Council made the Gas Export Prices Regulations to prescribe the price of natural gas exported under the authority of the Part VI Regulations.

Amendments to these Regulations were made in November and December to establish the prices of gas exports negotiated by individual companies. These important changes were made possible by the new policy which allowed exporters of Canadian natural gas to negotiate competitive price contracts with their customers effective 1 November 1984.

In addition, throughout the year there were amendments to the provisions of the Regulations containing the Volume-Related Incentive Pricing Program, including the extension of the program to 31 October 1985. Under this scheme, introduced in July 1983, exporters were able to sell quantities of natural gas in excess of an established base level at an incentive price. Base volumes of gas exports continued to be sold at the uniform border price.

Amendments to the Energy Administration Act Regulations

The National Energy Board is responsible for administering the provisions of Parts I, I.1, and III of the Energy Administration Act. The following regulations were amended:

EAA Natural Gas Prices Regulations, 1981

These regulations were amended a number of times during 1984 to prescribe the prices at which companies purchase Alberta gas outside Alberta for consumption in the domestic or export market.

EAA Part I Regulations

Amendments were made to revise the administrative arrangements for the sharing of the revenues from oil export charges among the provinces. Governor in Council approval of these amendments is anticipated early in 1985.

Submission to Federal Energy Regulatory Commission

In June the Board made a submission to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) of the United States, expressing concern about the possible effects on Canada of FERC Order 380. That order was designed to exclude from contractual take-or-pay payments between U.S. pipelines and their customers all but incurred fixed costs, thereby eliminating all gas costs.

Among other things, the Board argued that the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) "prebuilt" be given special consideration under the order particularly as it relates to recovery of costs.

In July the FERC, in recognition of the unique situation of the ANGTS prebuilt system, decided to exempt gas exported via the prebuilt from Order 380. In addition, in the same decision, the FERC also stayed until 1 November 1984 the effect of the order as it related to take-or-pay matters.

Regulatory Reform

During 1984 the Board continued a number of initiatives in the area of regulatory reform. The most important of these follow.

1. In an effort to standardize and simplify its procedures, the Board will shortly replace its existing Rules of Practice and Procedure. The new version will reflect the final comments of interested parties on a second draft issued in September.

The Rules explain in general how to make an application to the Board. They also specify the procedures to be followed in connection with a public hearing and include a description of the form and content of the documents to be filed with the Board, the procedure for bringing notices of motion before the Board and for applying for a review or re-hearing.

2. The Board has reviewed its information requirements for applications for pipeline and power line facilities under sections 44 and 49 of the NEB Act and has decided to make certain changes.

   The Board has dispensed with the guidelines set out in the Memorandum of Guidance issued 12 December 1963, which related to the concept of Class A, B, and C types of pipeline construction. The only distinction between the types of applications is now based on the criteria set out in sections 44 and 49 of the Act.

   With respect to pipeline applications pursuant to section 44 of the Act, the Board has amended the existing Parts I and II of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure for gas and oil pipelines, respectively, to reflect current application practices.

   With respect to pipeline applications pursuant to section 49 of the Act, the Board has prepared two new Parts for gas and oil pipelines which identify the information required to be filed by an applicant.

   Another new Part was prepared to reflect right-of-way information required to be filed by an applicant pursuant to both sections 44 and 49 of the Act with respect to the acquisition of land rights.

   Comments by interested parties on a second draft of these Parts were reviewed at a meeting of Board staff and representatives from industry in August 1984. The final draft of the five Parts was sent to pipeline companies under the Board's jurisdiction in October. The Board has now approved the Parts in principle. They must now be approved by the Department of Justice and published in the Canada Gazette before they become binding.

3. The Board is reviewing the toll adjustment procedures for the large oil pipelines, namely Cochin Pipe Lines Ltd., Interprovincial Pipe Line Limited, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., and Trans-Northern Pipe Line Company. In October, the Board indicated that it is inclined to retain the existing toll adjustment procedure but sought further comments from parties on the consequences of throughput forecasts. The Board expects to finalize these procedures early in 1985.

4. In October 1983 the Board asked pipeline companies under its jurisdiction and other interested parties for comments on draft Capital Construction Cost and Toll Reporting Regulations. These regulations, which specify the information to be furnished by companies that construct and operate a pipeline, would replace the existing Toll Information Regulations, as well as the Board's Memorandum of Guidance of 21 October 1966. Comments received are under review.

   These reporting procedures will be implemented after finalization of the toll adjustment procedures for the large oil pipelines.

5. The Board completed a review of the Oil Pipeline Regulations and the Gas Pipeline Regulations with a view to updating and consolidating the two regulations, which resulted in the issue for comments in late 1984 of a final draft of the new Onshore Pipeline Regulations.

6. The Board recognized the requirement for new design, construction, and operation regulations for offshore pipelines, although it has not yet had an application for approval of an offshore pipeline. A first draft of the new Offshore Pipeline Regulations was prepared and was issued for comment in early January 1985.

7. In January the Board issued its requirement for plans, profiles, and books of reference for power lines under its jurisdiction. This action arises from section 41 of the NEB Act which extends to companies proposing to construct international power lines the requirement for the filing of plans, profiles, and books of reference.

8. In October the Board asked companies under its jurisdiction for comments on draft guidelines outlining the environmental information required with applications for gas plants and similar facilities. These interim guidelines are intended to aid companies and consultants in the preparation of applications for projects such as Venture.

9. In June the Board asked interested parties for comments on draft Special Charge Accounting Regulations, which concern the accounting for the special charge in the tariff for the prebuilt facilities of the Alaska Natural Gas Transportation System.

10. The Board conducted a review to determine the level of detail at which it should regulate small pipelines. The review identified a number of areas in which regulation could be simplified without jeopardizing the public interest. A draft memorandum describing the new approaches was prepared to be issued for comment in January 1985.

11. By letter dated 6 November 1984 the Board solicited the views of the producing and marketing sectors of the LPG industry and other interested parties as to whether propane should be decontrolled in the same manner as butanes in October 1983. The survey was initiated following strong indications from the industry that it was time to review the necessity for continued controls on the export of propane.[1]

---

1. In January, the Board decided to decontrol propane effective 1 April 1985 in the same manner as butanes in October 1983.

25 Appendices

List of Appendices

Page

Gas

1. Orders Issued During 1984 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length 46
2. Orders Issued During 1984 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities 47
3. Licences and Long Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1984 49
4. Licences and Long Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane, and Ethylene as at 31 December 1984 55
5. Licences and Long Term Orders to Import Natural Gas as at 31 December 1984 59
6. Licences and Long Term Orders to Import Propane, Butane, Ethane and Ethylene as at 31 December 1984 60
7. Exports of Natural Gas 62
8. Imports of Natural Gas 64
9. Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders - 1984 65
10. Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders - 1984 66
11. Total Net Exports of Propane and Butanes 68

Oil

1. Orders Issued During 1984 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length 69
2. Orders Issued During 1984 Approving Modifications and Additions to Existing Oil Pipeline Facilities 69
3. Exports of Canadian Crude and Equivalent - 1984 and 1983 71
4. Export Charges in 1984 for Crude Oil 72
5. Export Charges in 1984 for Refined Petroleum Products (Quebec and Atlantic Provinces) 72
6. Export Charges in 1984 for Refined Petroleum Products (Ontario, Prairies Provinces and British Columbia) 73
7. Exchanges of Crude Oil and Equivalent with the United States via Mid-Continent Pipeline Systems - 1984 73
8. Eastern Canadian Exchange Shipments - 1984 74
9. Exports of Licensed Petroleum Products and Imports of Heavy Fuel Oil - 1984 74

Electricity

1. Certificates of Public Convenience and Necessity for International Power Lines Pursuant to Section 44 Issued During 1984 75

2. Orders Relating to International Power Lines Issued During 1984 75

3. Licences to Export Electric Power and Energy Pursuant to Section 82 Issued During 1984 76

4. Orders Relating to Export of Electric Power and Energy Issued During 1984 77

5. Exports of Electric Energy During the Calendar Year 1984 78

6. Total Electricity Supply and Demand in Canada and Trade with the United States - 1980-1984 81

Gas

1. Orders Issued During 1984 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Many Islands Pipe Line (Canada) Limited	XG-16-84	84-09-12	Gas supply tie in Cold Lake/Beacon Hill, Saskatchewan	12 300
TransCanada PipeLines Limited	XG-1-84	84-01-11	Metcalfe Sales Tap, Ontario	78 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-2-84	84-01-25	Compressor Station No. 148, St. Lazare, Quebec	10 010 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-3-84	84-02-17	Compressor Station No. 211, Ontario	3 380 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-4-84	84-03-14	Replacement of 9.5 kilometres of 762 millimetres diameter pipeline, Manitoba	7 065 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-6-84	84-03-21	Rebuilding of Oshawa Sales Meter Station, Ontario	795 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-7-84	84-06-06	Construction of 6.2 kilometres of 1067 millimetres diameter pipeline, Ontario	10 463 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-9-84	84-05-23	Powassan Sales Tap, Ontario	78 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-10-84	84-05-23	Trout Creek Sales Tap, Ontario	78 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-11-84	84-05-23	Edgar Sales Tap, Ontario	62 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-12-84	84-05-23	Callander Sales Tap, Ontario	81 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-13-84	84-05-23	Fauquier Sales Tap, Ontario	95 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-15-84	84-08-29	Williamsburg Sales Tap, Ontario	85 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-21-84	84-11-07	Richmound Meter Station, Saskatchewan	235 000
Trans Quebec & Maritimes Pipelines Inc.	XG-5-84	84-03-21	Portneuf Meter Station, Quebec	448 000
Trans Quebec & Maritimes Pipelines Inc.	XG-8-84	84-05-09	Donnacona Sales Tap, Quebec	160 000
Trans Quebec & Maritimes Pipelines Inc.	XG-14-84	84-07-18	Sainte-Anne-des-Pleines Sales Tap, Quebec	23 000
Trans Quebec & Maritimes Pipelines Inc.	XG-20-84	84-09-19	Mascouche Sales Tap, Quebec	87 500
Westcoast Transmission Company Limited	XG-17-84	84-09-19	Salmon Valley Meter Station No. 62, British Columbia	71 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-18-84	84-09-19	Pas Lumber, Bear Lake Meter Station No. 63, British Columbia	70 000

Gas

1. (cont'd) Orders Issued During 1984 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Westcoast Transmission Company Limited	XG-19-84	84-09-19	108 Mile House Meter Station No. 64, British Columbia	73 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-22-84	84-10-11	Summit Lake — Inland Meter Station No. 65, British Columbia	102 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-23-84	84-11-14	South Taylor No. 2 Meter Station, Meter Station No. 67, British Columbia	91 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-24-84	84-12-19	Powder King Meter Station No. 65, British Columbia	100 000

Gas

2. Orders Issued During 1984 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd	XGM-4-84	84-02-15	Station modifications and additions, mobile equipment, etc.	1 477 970
Alberta Natural Gas Company Ltd	XGM-13-84	84-05-23	Aerodynamic Assembly — Station 2A, Alberta	106 700
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.	XGM-7-84	84-03-14	Compressor station projects, corrosion protection, shut-off devices	680 000
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-7-84	84-03-14	Compressor station projects, corrosion protection, shut-off devices, work equipment	1 480 300
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-7-84	84-03-14	Transportation equipment	15 000
	XGM-7-84	84-03-14	Foothills' contingencies	175 000
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Corrosion protection, measuring and regulating equipment	31 700
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Measuring and regulating equipment	82 700
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Compressor station project	43 400
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Leasehold improvements, transportation equipment	1 211 800
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Recycle line at Station 394	71 200

Gas

2. (cont'd) Orders Issued During 1984 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-16-84	84-06-13	Property purchase, pipe lowerings, meter station replacements, etc.	144 660
Minell Pipeline Ltd.	XGM-12-84	84-05-23	Contingencies	5 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-1-84	84-01-18	Pipe replacement, cathodic protection, station modifications, etc.	31 365 800
TransCanada PipeLines Limited	XGM-3-84	84-03-07	Pipe protection	881 078
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-84	84-03-07	Pipe replacement, station modifications, buildings, etc.	334 810
TransCanada PipeLines Limited	XGM-9-84	84-03-21	Pipe replacement, compressor valve replacements	855 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-10-84	84-04-11	General plant, vehicle and office equipment	6 833 200
TransCanada PipeLines Limited	XGM-18-84	84-06-20	Pipe replacement	not identified
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-6-84	84-02-29	Right-of-way and station improvements, etc.	798 783
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-14-84	84-05-30	Corrosion protection, buildings, warehouses, etc.	446 313
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-19-84	84-06-27	Meter station modifications	93 740
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-2-84	84-02-15	McMahon plant, Inlet liquid handling addition and gas valve replacement	5 205 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-11-84	84-04-25	Pipe replacement, valve operators, corrosion protection, station and plant modifications, warehouses, mobile and office equipment, etc.	19 569 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-15-84	84-05-30	Fort Nelson Plant, effluent plant upgrade	550 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-17-84	84-06-20	Station and plant modifications, warehouses, office services	4 024 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-20-84	84-10-04	Pipe replacement, slope and bank stabilization, retube condensor, silencer installation, mobile equipment housing, etc.	1 921 000

Gas

3. Licences and Long Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Export Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	Kingsgate, B.C.	61-10-31	86-10-30	12 995.4	4 341.8	109 467.8
			86-10-31	87-10-31	3 248.9	1 085.5	
	GL-16		66-11-01	67-10-31	3 204.6	1 059.9	45 721.1
			67-11-01	89-10-31	6 409.2	2 119.8	
	GL-24		68-11-01	69-10-31	3 427.7	1 102.0	52 491.0
			69-11-01	91-10-31	6 685.4	2 206.7	
			91-11-01	92-10-31	4 784.6	1 577.4	
			92-11-01	93-10-31	3 835.6	1 263.4	
	GL-35		70-11-01	87-10-31	5 807.2	1 912.1	32 506.2
	GL-67		86-11-01	87-10-31	12 995.4	3 256.3	20 619.1
			87-11-01	90-10-31	12 995.4	4 341.8	
			90-11-01	91-10-31	8 654.9	2 891.6	
			91-11-01	92-10-31	4 327.5	1 445.8	
	GL-68		89-11-01	90-10-31	6 409.2	2 119.8	4 237.5
			90-11-01	91-10-31	4 268.5	1 411.8	
			91-11-01	92-10-31	2 134.3	705.9	
	GL-69		87-11-01	90-10-31	5 807.2	1 912.1	7 646.4
			90-11-01	91-10-31	3 867.6	1 273.4	
			91-11-01	92-10-31	1 933.8	636.7	
2. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	Cardston, Alta., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	61-10-31	86-10-30	1 019.8	310.2	7 832.3
			86-10-31	87-10-31	255.0	77.6	
	GL-17		66-11-01	67-10-31	339.9	103.4	4 652.8
			67-11-01	89-10-31	679.9	206.8	
	GL-25		68-11-01	69-10-31	339.9	103.4	4 905.4
			69-11-01	91-10-31	679.9	206.8	
			91-11-01	92-10-31	439.0	133.6	
			92-11-01	93-10-31	390.9	119.0	
	GL-36		70-11-01	85-10-31	339.9	103.4	1 628.5
			85-11-01	86-10-31	170.0	51.7	
			86-11-01	87-10-31	85.0	25.9	
	GL-52	Aden, Alta.	80-01-01	83-03-31	1 416.4	283.3	2 266.4
			83-04-01	87-12-31	1 133.1	283.3	
	GL-53	Cardston, Alta., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	86-07-01	86-10-31	340.0	34.5	86.2
			86-11-01	87-10-31	170.0	51.7	
	GO-3-79	Reagan Fields, Alta.	79-05-01	93-12-31	30.0	10.3	105.0
	GL-70	Niagara Falls, Ont.	86-11-01	87-10-31	637.4	193.9	814.1
			87-11-01	90-10-31	509.9	155.1	
			90-11-01	91-10-31	339.6	103.3	
			91-11-01	92-10-31	169.8	51.6	

Gas

3. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Export Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
	GL-71	Niagara Falls, Ont.	89-11-01	90-10-31	340.0	103.4	206.7
			90-11-01	91-10-31	226.4	68.9	
			91-11-01	92-10-31	113.2	34.4	
	GL-72	Aden, Alta.	88-01-01	88-10-31	1 133.1	236.1	1 085.7
			88-11-01	90-10-31	1 133.1	283.3	
			90-11-01	91-10-31	754.6	188.7	
			91-11-01	92-10-31	377.3	94.3	
3. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54	Monchy, Sask.	83-04-01	83-12-31	1 450.0	387.7	3 556.1
			84-01-01	87-12-31	1 450.0	517.0	
		Huntingdon, B.C.	80-01-01	81-10-31	1 110.4	368.3	
			81-11-01	81-12-31	1 450.0	70.8	
			82-01-01	83-03-31	1 450.0	423.5	
	GL-74	Monchy, Sask.	88-01-01	88-10-31	1 450.0	430.8	1 981.3
			88-11-01	90-10-31	1 450.0	517.0	
			90-11-01	91-10-31	965.7	344.3	
			91-11-01	92-10-31	482.8	172.2	
4. Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	Emerson, Man.	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
	GL-61	Emerson, Man. and Monchy, Sask. Combined Maximum	80-11-01	85-10-31	5 665.6	2 067.9	13 389.6
			85-11-01	86-10-31	4 532.5	1 654.0	
			86-11-01	87-10-31	3 824.3	1 396.0	
		Maximums permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/Monchy volumes	81-11-01	84-10-31	3 232.9	1 180.0	7 278.9
			84-11-01	85-10-31	3 891.1	1 438.4	
			85-11-01	86-10-31	3 682.6	1 344.0	
			86-11-01	87-10-31	2 620.3	956.5	
	GL-75		87-11-01	89-10-31	3 824.3	1 396.0	2 792.0
			87-11-01	89-10-31	1 912.2	698.0	1 396.0
5. Canada LNG Corporation	GL-76	Port Simpson Bay, B.C.	86-04-01	86-12-31	N/S	2 258.0	62 761.0
			87-01-01	87-12-31	N/S	3 309.0	
			88-01-01	88-12-31	N/S	3 986.0	
			89-01-01	89-12-31	N/S	4 136.0	
			90-01-01	2000-12-31	N/S	4 362.0	
			2001-01-01	2001-03-31	N/S	1 090.0	
6. Czar Resources Limited	GO-7-84	Huntingdon, B.C.	84-11-01	85-10-31	N/S	95.9	95.9
7. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	80.3	9.5	229.0
	GL-29	Fort Frances, Ont.	70-11-01	95-10-31	915.6	218.5	5 462.2
	GL-30[b]	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1

Gas

3. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Export Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
8. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	3 540.0	1 292.1	13 567.0
			93-11-01	94-10-31	2 655.0	969.1	
			94-11-01	95-10-31	1 770.0	646.0	
			95-11-01	96-10-31	885.0	323.0	
9. Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	Cornwall, Ont.	80-01-01	82-10-31	350.0	89.1	1 500.2
			82-11-01	83-03-31	350.0	37.1	
			83-04-01	83-10-31	1 200.0	145.8	
			83-11-01	85-10-31	1 200.0	250.0	
			85-11-01	87-10-31	1 200.0	275.0	
	GL-78		87-11-01	90-10-31	1 200.0	275.0	1 099.7
			90-11-01	91-10-31	799.2	183.1	
			91-11-01	92-10-31	399.2	91.6	
10. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 332.5	1 581.4	16 604.7
			93-11-01	94-10-31	3 249.4	1 186.0	
			94-11-01	95-10-31	2 166.2	790.7	
			95-11-01	96-10-31	1 083.1	395.4	
	GL-96 (Consolidation of GL-59, 63 & 65)	Kingsgate, B.C.	84-11-01	85-10-31	7 478.6	2 488.3	27 990.9
			85-11-01	94-10-31	7 478.6	2 488.3	
			94-11-01	95-10-31	4 980.7	1 657.2	
			95-11-01	96-10-31	2 490.7	828.6	
	GL-97 (Consolidation of GL-58, 62 & 66)	Monchy, Sask.	84-11-01	85-10-31	24 928.5	8 294.4	82 935.7
			85-11-01	94-10-31	24 928.5	8 294.4	
			94-11-01	95-10-31	16 602.4	5 524.1	
			95-11-01	96-10-31	8 301.2	2 762.0	
11. ProGas Limited	GL-56	Emerson, Man. and Monchy, Sask. Combined Maximum	80-11-01	85-10-31	9 440.9	3 100.0	17 050.0
			85-11-01	86-10-31	7 552.7	2 480.0	
			86-11-01	87-10-31	5 664.5	1 860.0	
		Maximums permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/ Monchy Volumes	81-11-01	82-10-31	2 613.7	954.0	10 100.7
			82-11-01	84-10-31	4 849.4	1 770.0	
			84-11-01	85-10-31	6 457.6	2 357.0	
			85-11-01	86-10-31	6 797.4	2 480.0	
			86-11-01	87-10-31	5 098.1	1 860.0	

Gas

3. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Export Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
	GL-79	Emerson, Man. and Monchy, Sask. Combined Maximum	87-11-01	88-10-31	3 776.4	1 240.0	1 860.0
			88-11-01	89-10-31	1 888.2	620.0	
			87-11-01	88-10-31	3 398.8	1 240.0	1 674.0
			88-11-01	89-10-31	1 699.4	620.0	
	GL-80	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	1 420.0	518.3	5 442.1
			93-11-01	94-10-31	1 065.0	388.7	
			94-11-01	95-10-31	710.0	259.1	
			95-11-01	96-10-31	355.0	129.6	
	GL-81	Emerson, Man.	83-11-01	92-10-31	5 270.0	1 923.5	20 196.7
			92-11-01	93-10-31	3 952.5	1 442.6	
			93-11-01	94-10-31	2 635.0	961.7	
			94-11-01	95-10-31	1 317.5	480.9	
12. Sulpetro Limited	GL-57	Niagara Falls, Ont.	80-01-01	80-10-31	2 089.1	612.8	1 869.6
			80-11-01	82-10-31	2 089.1	762.5	
			82-11-01	82-11-03	2 125.0	608.4	
			82-11-04	83-10-31	2 125.0	608.4	
			83-11-01	84-02-29	2 125.0	170.0	
	GL-82		83-11-01	87-10-31	2 125.0	775.6	4 653.7
			87-11-01	88-10-31	1 700.0	620.5	
			88-11-01	89-10-31	1 275.0	465.4	
			89-11-01	90-10-31	850.0	310.2	
			90-11-01	91-10-31	425.0	155.1	
13. Tenneco LNG Inc.	GL-49	St. Stephen, N.B.	(c)		32 295.0	11 820.0	(c)
14. TransCanada PipeLines Limited	GL-18	Emerson, Man.	65-11-01	66-10-31	708.2	226.6	33 993.4
			66-11-01	89-10-31	4 277.5	1 481.5	
	GL-19	Philipsburg, Qué.	65-11-01	82-10-31	600.6	184.1	3 059.4
			82-11-01	83-10-31	634.5	184.1	
			83-11-01	84-10-31	657.2	184.1	
			84-11-01	85-10-31	679.9	184.1	
			85-11-01	86-10-31	702.5	184.1	
			86-11-01	89-10-31	725.2	184.1	
	GL-20	Emerson, Man.	67-11-01	91-10-31	2 662.8	909.3	21 670.8
	GL-21[d]		68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 967.0
	GL-37		70-11-01	90-10-31	5 546.6	2 030.1	40 601.0
	GL-38		70-11-01	90-10-31	1 416.4	518.4	10 368.0
	GL-39		70-11-01	90-10-31	204.0	74.6	1 493.0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	323.8	60 316.5
			71-11-01	94-10-31	N/S	2 612.3	
	GL-43		71-11-01	91-10-31	N/S	481.6	9 631.5

Gas

3. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Export Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^4m^3)	Term (10^4m^3)
	GL-60		80-01-01	80-10-31	6 317.1	800.0	10 896.4
			80-11-01	84-10-31	6 317.1	2 096.3	
			84-11-01	85-10-31	4 737.8	1 572.2	
			85-11-01	85-12-14	3 158.6	139.0	
	GL-83	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	86-10-31	1 133.1	414.0	9 350.2
			86-11-01	94-10-31	2 620.3	959.0	
			94-11-01	95-10-31	1 521.3	556.8	
			95-11-01	96-10-31	774.3	283.4	
	GL-84		84-11-01	93-10-31	1 416.4	518.4	5 054.4
			93-11-01	94-10-31	1 062.3	388.8	
	GL-85		84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 108.8
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
	GL-86	Emerson, Man.	84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
	GL-87		84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
	GL-88	Emerson, Man. and/or Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249.2	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	3 186.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.3	388.8	
	GL-89	Emerson, Man.	84-11-01	85-10-31	6 317.1	524.1	12 960.8
			85-11-01	86-10-31	6 317.1	1 957.3	
			86-11-01	90-10-31	6 317.1	2 096.3	
			90-11-01	91-10-31	4 207.2	1 396.1	
			91-11-01	92-10-31	2 103.6	698.1	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	85-11-01	94-10-31	1 416.4	518.4	5 443.2
			94-11-01	95-10-31	1 062.3	388.8	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
			96-11-01	97-10-31	354.1	129.6	
15. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91[e]	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	8 498.4	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	6 373.8	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	4 249.2	777.6	
			95-11-01	96-10-31	2 124.6	388.8	
16. Union Gas Limited	GL-64	Windsor, Ont.	80-11-01	85-10-31	1 100.0	284.0	1 420.0
	GL-92		85-11-01	90-10-31	1 100.0	284.0	1 703.7
			90-11-01	91-10-31	732.6	189.1	
			91-11-01	92-10-31	366.3	94.6	

Gas

3. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Export Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
17. Westcoast Transmission Company Limited	GL-4	Kingsgate, B.C.	61-12-10	81-12-09	4 305.8	1 444.7	35 250.9
			81-12-10	82-10-31	4 305.8	1 300.0	
			82-11-01	84-10-31	4 305.8	1 444.7	
			84-11-01	85-10-31	3 229.4	1 083.5	
			85-11-01	86-10-31	2 152.9	722.4	
			86-11-01	87-10-31	1 076.5	361.2	
	GL-41	Huntingdon, B.C.	71-11-01	72-10-31	20 773.9	7 223.1	143 495.2
		Kingsgate, B.C. &	72-11-01	80-10-31	22 922.9	7 970.3	
		Monchy, Sask.	80-11-01	83-03-31	24 622.6	7 970.3	
			83-04-01	83-10-31	26 039.0	4 706.2	
			83-11-01	89-10-31	26 039.0	8 067.8	
	GL-93	Huntingdon, B.C.	89-11-01	92-10-31	8 498.3	3 101.9	13 958.5
			92-11-01	93-10-31	6 373.7	2 326.4	
			93-11-01	94-10-31	4 249.1	1 550.9	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	775.5	
	GL-94	Huntingdon, B.C.,	89-11-01	90-10-31	13 731.0	4 637.1	9 269.5
		Kingsgate, B.C. and	90-11-01	91-10-31	9 144.8	3 088.3	
		Monchy, Sask. Combined Maximum	91-11-01	92-10-31	4 572.4	1 544.1	
		Maximums permitted at	89-11-01	90-10-31	1 416.4	517.0	
		Monchy, Sask. as part of	90-11-01	91-10-31	1 416.4	517.0	
		combined Huntingdon/	91-11-01	92-10-31	1 416.4	517.0	
		Kingsgate/Monchy Volumes					
		Maximums permitted at	89-11-01	90-10-31	2 832.8	N/S	
		Kingsgate, B.C. as part of	90-11-01	91-10-31	2 832.8	N/S	
		combined Huntingdon/	91-11-01	92-10-31	2 832.8	N/S	
		Kingsgate/Monchy Volumes					

(a) This licence authorizes the export of natural gas which the licensee has imported near Willow Creek, Sask. pursuant to licence GLI-5.

(b) This licence authorizes an export near Sprague, Manitoba for import near Rainy River, Ont.

(c) This licence is to commence on the date of initial delivery and expire 20½ years after, or a total term not exceeding 25 years. The liquefied natural gas exported will have been previously imported by the licensee near Saint John, New Brunswick pursuant to licence GLI-7.

(d) This licence authorizes an export near Emerson, Manitoba for import near Sault Ste Marie and Sarnia, Ontario, to serve the eastern Canadian market.

(e) This licence authorizes the export of natural gas previously imported and stored in Canada.

N/S Not Specified

Gas

4. Licences and Long Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Volumes (m^3)
			From	To	
PROPANE					
1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	GL-32	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-01-01	79-12-31	92 698
			80-01-01	80-12-31	92 698
			81-01-01	81-12-31	92 698
			82-01-01	82-12-31	92 698
			83-01-01	83-12-31	92 698
			84-01-01	84-12-31	92 698
			85-01-01	85-12-31	92 698
			86-01-01	86-12-31	92 698
			87-01-01	87-12-31	92 698
			88-01-01	88-12-31	92 698
			89-01-01	89-12-31	92 698
			90-01-01	90-12-31	92 698
			91-01-01	91-12-31	92 698
			92-01-01	92-12-31	92 698
			93-01-01	93-12-31	92 698
			94-01-01	94-12-31	77 206
	EPR-918-79[a]	Same as GL-32	79-09-06	96-01-31	Not Specified
2. Dome Petroleum Limited	GL-31	Same as GL-32	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	656 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	83-12-31	133 254
			84-01-01	84-12-31	133 254
			85-01-01	85-12-31	133 254
			86-01-01	86-12-31	133 254
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 968
	GL-46[b]	Same as GL-32	78-04-01	79-03-31	619 047
			79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000

Gas

4. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order		Maximum Volumes (m^3)
			From	To	
	EPR-917-79[a]	Same as GL-32	79-09-06	96-01-31	Not Specified
	EPR-930-84[b]	Any point in the Province of Ontario on the international boundary between Canada and the United States	84-04-01	84-12-31	458 335
			85-01-01	84-12-31	608 335
			86-01-01	86-12-31	608 335
			87-01-01	87-12-31	608 335
			88-01-01	88-12-31	608 335
			89-01-01	89-12-31	608 335
			90-01-01	90-12-31	608 335
			91-01-01	91-12-31	608 335
			92-01-01	92-04-15	153 100
3. Imperial Oil Limited	EPR-922-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	Not Specified
4. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	Same as GL-32	79-01-01	79-12-31	63 730
			80-01-01	80-12-31	63 730
			81-01-01	81-12-31	63 730
			82-01-01	82-12-31	63 730
			83-01-01	83-12-31	63 730
			84-01-01	84-12-31	63 730
			85-01-01	85-12-31	63 730
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 968
	EPR-919-79[a]	Same as GL-32	79-06-06	91-01-31	Not Specified
BUTANES					
5. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-133-74[a]	Gretna, Man	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
6. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	Any place on the international boundary between Canada and the United States	78-04-01	79-03-31	792 461
			79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551

Gas

4. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	Term of Licence or Order To	Maximum Volumes (m^3)
	EBU-132-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
	EBU-929-84[b]	Any point in the Province of Ontario on the international boundary between Canada and the United States	84-04-01	84-12-31	340 650
			85-01-01	85-12-31	452 135
			86-01-01	86-12-31	452 135
			87-01-01	87-12-31	452 135
			88-01-01	88-12-31	452 135
			89-01-01	89-12-31	452 135
			90-01-01	90-12-31	452 135
			91-01-01	91-12-31	452 135
			92-01-01	92-12-31	128 825
7. Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	Not Specified
8. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Gretna, Man.	82-07-01	92-06-30	Not Specified

Gas

4. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1984

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	Term of Licence or Order To	Maximum Volumes (m^3)
ETHANE					
10. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	Any point on the international boundary between Canada and the United States	78-04-01	79-03-31	530 325
			79-04-01	80-03-31	537 245
			80-04-01	81-03-31	547 703
			81-04-01	82-03-31	565 080
			82-04-01	83-03-31	571 399
			83-04-01	84-03-31	549 883
	GL-47	Elmore, Sask. and Windsor, Ont.	78-08-15	78-12-31	835 298
			79-01-01	79-12-31	2 211 664
			80-01-01	80-12-31	2 195 866
			81-01-01	81-12-31	2 053 688
			82-01-01	82-12-31	1 563 962
			83-01-01	83-12-31	1 405 986
			84-01-01	84-12-31	1 184 820
			85-01-01	85-12-31	458 130
	GO-1-76[a]	Elmore, Sask.	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/year
	GL-51	Elmore, Sask. and Windsor, Ont.	79-06-21	93-12-31	19 069 000
ETHYLENE					
11. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	Elmore, Sask. Sarnia and Windsor, Ont.	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/year
	EYL-2-76[a]	Elmore, Sask.	78-01-01	97-12-31	181 438 810 kg/year

(a) This licence/order authorizes an export of product for subsequent import.
(b) This is an import-export licence/order whereby product exported has been previously imported.

Gas

5. Licences and Long Term Orders to Import Natural Gas as at 31 December 1984

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order		Maximum Import Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
1. Border Utilities Limited	GO-2-66	Coutts, Alta.	66-06-02	85-09-14	30.0	N/S	N/S
2. Canadian Western Natural Gas Co. Ltd.	GO-6-66	Coutts, Alta.	66-09-22	85-09-14	30.0	N/S	N/S
	GO-6-84		84-11-01	85-10-31	N/S	3.4	3.4
3. Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	Willow Creek, Sask.	71-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
4. ICG Transmission Limited	GL-30[b]	Rainy River, Ont.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John, N.B.	(c)		N/S	418.68PJ	8 373.6PJ
6. TransCanada PipeLines Limited	GL-21[d]	Sault Ste-Marie and Sarnia, Ont.	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 967.0
	GL-42[a]		71-04-15	71-10-31	N/S	232.8	
			71-11-01	94-10-21	N/S	2 612.3	60 316.5
7. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91[e]	Sarnia, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249	1 555.2	
			93-11-01	94-10-31	3 156.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.3	388.8	16 329.6

(a) This licence authorizes an import of natural gas which the licensee will subsequently export near Emerson, Manitoba, pursuant to licence GL-44.
(b) This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has exported near Sprague, Man.
(c) This licence is to commence on the date of initial delivery and expire 20½ years after, or a total term not exceeding 25 years. This liquefied natural gas hereby imported is to be subsequently exported near St. Stephen, New Brunswick, pursuant to licence GL-49.
(d) This licence authorizes an import of natural gas which the licencee has previously exported near Emerson, Manitoba. This natural gas serves Canadian markets.
(e) This licence authorizes an import of natural gas for storage in Canada and subsequently exported to the United States.
N/S Not Specified
PJ Petajoules

Gas

6. Licences and Long Term Orders to Import Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1984

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order		Maximum Import Volume (m^3)
			From	To	
PROPANE					
1. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-918-79[a]	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-09-06	96-01-31	Not Specified
2. Dome Petroleum Limited	GL-46[a]	Sarnia, Ont.	78-04-01	79-03-31	619 047
		Windsor, Ont.	79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000
BUTANES					
3. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 158
			84-01-01	84-12-31	359 244
			85-01-01	85-12-31	308 345
			86-01-01	86-12-31	260 131
			87-01-01	87-12-31	239 549
			88-01-01	88-12-31	205 008
			89-01-01	89-12-31	179 455
			90-01-01	90-12-31	163 527
			91-01-01	91-12-31	135 973
			92-01-01	92-12-31	122 506
			93-01-01	93-12-31	95 286
			94-01-01	94-12-31	91 062
4. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	Sarnia, Ont.	78-04-01	79-03-31	792 461
		Windsor, Ont.	79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551
	EBU-132-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	332 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627

Gas

6. (cont'd) Licences and Long Term Orders to Import Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1984

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order		Maximum Import Volume (m^3)
			From	To	
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
5. Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	Sarnia, Ont.	80-09-01	90-08-31	Not Specified
6. PanCanadian Gas Company Limited	EBU-134-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
7. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Sarnia, Ont.	82-07-01	92-06-30	Not Specified
ETHANE					
8. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	Sarnia, Ont. and Windsor, Ont.	78-04-01	79-03-31	530 325
			79-04-01	80-03-31	537 245
			80-04-01	81-03-31	547 703
			81-04-01	82-03-31	565 080
			82-04-01	83-03-31	571 399
			83-04-01	84-03-31	549 883
	GO-1-76[a]	Windsor, Ont.	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/year
ETHYLENE					
9. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76[a]	Windsor, Ont.	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/year

(a) This licence/order authorizes an import of product which has been previously exported.
(b) This is an import-export licence/order whereby product imported is subsequently exported.
kg Kilogram

Gas

7. Exports of Natural Gas

Exporter	Licence/ Order Number	Million cubic metres 1983 Actual	1984 Preliminary	Cumulative to 1984-12-31
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	4 645.6	4 727.5	99 073.6
	GL-16	210.0	522.8	30 294.6
	GL-24	132.5	135.6	27 497.4
	GL-35	2 062.8	1 194.2	25 182.7
2. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	1.8	0	6 386.2
	GL-17	.8	.0	3 034.4
	GL-25	–	0	3 516.3
	GL-36	30.3	–	1 183.2
	GL-52	74.3	184.9	532.2
	GO-3-79	3.4	2.1	11.0
3. Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	254.4	368.5	5 240.6
	GL-61	607.3	844.6	3 528.3
4. Czar Resources Ltd.	GO-7-84	.0	2.7	2.7
5. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	8.2	8.7	115.1
	GL-29	151.4	146.3	2 554.6
	GL-30[b]	246.6	226.9	3 894.7
6. Niagara Gas Transmission Limited	GL-6	27.7	.0	2 676.9
	GL-55	152.7	228.1	573.2
7. Pan-Alberta Ltd.	GL-58	3 137.4	3 054.6	7 619.8
	GL-59	1 097.4	1 145.3	4 169.8
	GL-62	.0	19.2	19.2
	GL-63	.0	57.6	57.6
	GL-96	.0	81.5	81.5
	GL-97	.0	193.2	193.2
8. Progas Limited	GL-56	1 493.6	1 541.3	5 168.5
9. Sulpetro Limited	GL-57	452.7	72.3	1 867.6
	GL-82	.0	358.7	358.7
	GO-4-84	.0	102.6	102.6

Gas

7. (cont'd) Exports of Natural Gas

Exporter	Licence/ Order Number	Million cubic metres 1983 Actual	1984 Preliminary	Cumulative to 1984-12-31
10. TransCanada PipeLines Limited	GL-18	48.0	309.9	19 561.0
	GL-19	130.6	140.8	1 882.7
	GL-20	403.1	377.5	13 157.9
	GL-21[c]	4 506.7	5 488.2	92 810.0
	GL-37	839.9	854.1	25 449.3
	GL-38	178.1	492.5	6 348.4
	GL-39	1.7	17.3	822.6
	GL-42[c]	1 677.4	2 042.6	28 377.5
	GL-43	.0	.0	1 335.9
	GL-60	999.6	1 251.1	5 957.3
	GL-83	0	69.1	69.1
	GL-89	0	0	0
	GO-1-84	.0	.7	.7
	GO-2-84[c]	0	40.1	40.1
11. Union Gas Limited	GL-64	196.4	104.3	888.4
12. Westcoast Transmission Limited	GL-4	656.4	1 452.2	28 189.7
	GL-41	2 424.9	1 681.0	69 186.0
	GO-5-84	.0	27.4	27.4
GROSS EXPORTS		26 854.2	29 568.2	529 040.2
NET EXPORTS[d]		20 169.1	21 401.9	398 677.3

(a) This licence authorizes an export of natural gas which the licensee has imported near Willow Creek, Sask. pursuant to licence GLI-5.
(b) This licence authorizes an export near Sprague, Man. for import near Rainy River, Ont.
(c) This licence authorizes an export near Emerson, Man. for import near Sault Ste Marie and Sarnia, Ont. to serve the eastern Canadian markets.
(d) Excludes volumes of licences/orders under footnotes.

Gas

8. Imports of Natural Gas

Importer	Licence/ Order Number	Million cubic metres		
		1983 Actual	1984 Preliminary	Cumulative to 1984-12-31
1. Border Utilities Ltd.	GO-2-66	.9	9	17.4
				.0
2. Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	GO-6-66	3.0	1.2	32.3
	GO-6-84	0	1.5	1.5
				.0
3. Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	258.1	374.5	5 322.0
				.0
4. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	246.6	226.9	3 894.7
				.0
5. TransCanada PipeLines Limited	GL-21[c]	4 480.6	5 469.0	92 685.6
	GL-42[c]	1 840.3	2 035.3	28 503.9
	GO-2-84[c]	0	39.5	39.5
GROSS IMPORTS		6 829.5	8 148.8	130 496.9
NET IMPORTS[d]		3.9	3.6	51.2

(a) This licence authorizes an import of natural gas which the licensee will subsequently export near Emerson, Man. pursuant to licence GL-44.
(b) This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has previously exported near Sprague, Man.
(c) This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has previously exported near Emerson, Man. This natural gas serves Canadian markets.
(d) Excludes volumes of licences/orders under footnotes.

Gas

9. Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders — 1984

Exporter	Licence or Order Number	1983 Actual	1984 Preliminary
		(in cubic metres)	
PROPANE			
1. Amoco Canada Petroleum Company Limited	GL-32	92 695	92 643
	EPR-918-79[a]	574 273	791 739
	EPR-928-83[b]	4 706	–
	EPR-929-83[b]	0	0
2. Dome Petroleum Limited	GL-31	133 254	133 254
	GL-46[b]	494 882	195 521
	EPR-917-79[a]	459 406	510 834
	EPR-930-84[b]	–	294 783
3. Imperial Oil Limited	EPR-922-80[a]	409 873	428 816
4. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	0
	EPR-919-79[a]	203 507	256 839
GROSS EXPORTS		2 372 596	2 704 429
NET EXPORTS[c]		225 949	225 897
BUTANES			
5. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74[a]	365 540	422 768
	EBU-928-83[b]	0	0
6. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	279 283	72 766
	EBU-132-74[a]	382 283	452 031
	EBU-929-84[b]	–	212 244
7. Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	233 091	230 238
8. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	84 615	103 077
9. Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	49 645	20 536
GROSS EXPORTS		1 394 422	1 513 760
NET EXPORTS[c]		0	0
ETHANE			
10. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	457 226	176 909
	GL-47	1 589 072	1 184 820
	GL-51	1 241 000	1 279 419
	GO-1-76[a]	0	0
GROSS EXPORTS		3 287 298	2 641 148
NET EXPORTS[c]		2 830 072	2 464 239

Gas

9. (cont'd) Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders — 1984

Exporter	Licence or Order Number	1983 Actual	1984 Preliminary
		(in kilograms)	
ETHYLENE			
11. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	46 041 696	26 779 360
	EYL-2-76[a]	68 038 860	68 030 860
12. Imperial Oil Limited	EYL-1-82	0	–
13. Petrosar Limited	EYL-2-82	0	–
GROSS EXPORTS		114 080 556	94 810 220
NET EXPORTS[c]		0	0

(a) This licence/order authorizes an export of product for subsequent import.
(b) This is an import-export licence/order whereby product exported has been previously imported.
(c) Excludes volumes of licences/orders under footnotes.
(d) This licence authorizes an export of ethylene at Elmore, Sask. with the provision that the exported product *may be* imported at Windsor, Ont. and re-exported at Sarnia or Windsor, Ont. In 1983 and 1984, all that was exported at Elmore, Sask. was imported at Windsor, Ont., and there were no further movement of the product.

Gas

10. Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders — 1984

Importer	Licence or Order Number	1983 Actual	1984 Preliminary
		(in cubic metres)	
PROPANE			
1. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-918-79[a]	569 522	800 673
	EPR-928-83[b]	4 706	–
	EPR-929-83[b]	0	0
2. Dome Petroleum Limited	GL-46[b]	381 496	102 525
	EPR-917-79[a]	492 750	550 745
	EPR-930-84[b]	–	274 413
3. Imperial Oil Limited	EPR-922-80[a]	390 971	409 462
4. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[a]	203 507	256 839
GROSS IMPORTS		2 042 952	2 394 657
NET IMPORTS[c]		0	0

Gas

10. (cont'd) Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders — 1984

Importer	Licence or Order Number	1983 Actual	1984 Preliminary
		(in cubic metres)	
BUTANES			
5. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74[a]	362 579	404 431
	EBU-928-83[b]	0	0
6. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	277 967	73 812
	EBU-132-74[a]	382 972	452 035
	EBU-929-84[b]	—	209 492
7. Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	212 600	216 779
8. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	84 651	103 077
9. Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	52 103	25 363
GROSS IMPORTS		1 372 872	1 484 989
NET IMPORTS[c]		0	0
ETHANE			
10. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	420 164	5 710
	GO-1-76[a]	0	0
	GO-1-83	0	159 994
	GO-3-84	—	99 159
GROSS IMPORTS		420 164	264 863
NET IMPORTS[c]		2 830 072	259 153
		(in kilograms)	
ETHYLENE			
11. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	46 041 696	26 779 360
	EYL-2-76[a]	68 038 860	68 030 860
GROSS IMPORTS		114 080 556	94 810 220
NET IMPORTS[c]		0	0

(a) This licence/order authorizes an import of product which has been previously exported.
(b) This is an import-export licence/order whereby product imported is subsequently exported.
(c) Excludes volumes of licences/orders under footnotes.
(d) This licence authorizes an import of ethylene which has been previously exported at Elmore, Sask., with the provision that the imported product at Windsor, Ont. *may be* re-exported at Sarnia or Windsor, Ont. In 1983 and 1984, all that was exported at Elmore, Sask. was imported at Windsor, Ont. and there were no further movement of the product.

Gas

11. Total Net Exports of Propane and Butanes (Volumes in cubic metres)

Exporter	Propane		Butanes	
	1983 Actual	1984 Preliminary	1983 Actual	1984 Preliminary
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	275 693	313 099	376 909	388 068
Atlantic Speedy Propane Ltd.	74	70	–	–
Burnwell Gas of Canada Ltd.	16 740	30 220	–	–
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	41 960	37 864	16 335	46 503
Canadian Superior Oil Ltd.	39 028	53 793	36 708	91 362
Can-Am Liquids Corp. Ltd.	12 616	12 934	5 939	1 684
Chevron Canada Resources Ltd.	157 943	128 289	36 537	6 873
Dillingham Construction Ltd.	0	0	–	–
Dome Petroleum Limited	645 654	766 940	595 077	603 533
Elgin Petroleum Limited	2 127	585	2 040	14 862
Gas Supply (Mpls) Ltd.	–	–	3 484	0
Gray Oil Corp. Ltd.	–	–	359	0
Gulf Canada Products Company	369	302 913	–	6 221
Home Oil Company Limited	35 922	32 771	45 086	59 513
Husky Oil Operations Ltd.	3 326	621	5 276	716
ICG Gaz Liquide Ltée	10 230	–	–	–
ICG Liquid Gas Ltd.	16 415	37 223	–	–
Imperial Oil Limited	207 295	215 479	334 480	331 686
Kildair Service Ltée	0	0	–	0
Koch Hydrocarbons Canada	3 893	2 168	63 720	58 260
Mobil Oil Canada Ltd.	111 215	119 731	48 940	51 982
M-P Oils Ltd.	10 906	7 597	3 050	15 944
NGL Supply Ltd.	753	2 424	2 813	15 210
Northern Petro Products Corp. Ltd.	821	234	3 101	0
PanCanadian Gas Products Ltd.	178 931	165 484	84 820	91 207
Petro-Canada Inc.	357 600	435 957	242 957	295 260
Petrowest Petroleum Ltd.	7 007	14 383	6 697	28 916
Pounder Emulsions Ltd.	–	1 355	–	2 177
Proflame Limited	322	–	–	–
Raymond Gas Liquids Inc.	5 076	7 374	1 827	2 067
Rivecal Energy Ltd.	–	–	612	244
Shell Canada Limited	141 240	171 690	138 702	131 731
Stephens Energy Limited	86 918	63 670	52 674	80 543
Stillings Canada Petroleum Company	44 099	41 161	23 430	21 663
Sunoco Inc.	–	6 269	–	11 531
Texaco Canada Inc.	118 601	118 102	144 254	133 202
Union Oil Co. of Canada Ltd.	18 478	18 074	–	366
Union Texas Canada Ltd.	14 695	1 254	–	–
TOTALS	2 935 570	3 109 728	2 275 827	2 491 324

Oil

1. Orders Issued During 1984 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Interprovincial Pipe Line Limited	XO-2-84	84-04-11	New pump station and 13.2 kilometres of pipeline, Ontario	11 000 000
Manito Pipelines Ltd.	XO-5-84	84-06-20	Modification and addition of pumping units at existing stations, Saskatchewan	468 500
Manito Pipelines Ltd.	XO-6-84	84-10-04	Tie-in facilities, Alberta	7 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-3-84	84-04-11	0.9 kilometres of pipeline, from Westridge to Shellburn, British Columbia	841 500
Trans-Northern Pipelines Inc.	XO-1-84	84-01-04	Additions and modifications to pump stations, Ontario	1 300 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XO-4-84	84-05-16	Pumping equipment, Ontario	250 000

Oil

2. Orders Issued During 1984 Approving Modifications and Additions to Existing Oil Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-14-84	84-07-25	Stopple tees, RTU Simulator, etc.	66 800
Dome NGL Pipeline Ltd.	XOM-13-84	84-08-08	Contingency	10 000
Dome NGL Pipeline Ltd. and Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	XOM-13-84	84-08-08	Pipe replacement, improvements, etc.	77 320
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-10-84	84-07-11	Station and tankage modifications, injection facilities upgrade natural gas liquids facilities, remote valve control system, etc.	3 339 930
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-19-84	84-09-12	Heavy injection facilities, additional right-of-way	2 838 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-20-84	84-10-24	Upgrading of stations communication facilities, equipment, buildings, etc.	19 188 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-23-84	84-11-07	Station unit additions, crossovers between 24 and 32-inch lines, etc.	22 550 000
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	XOM-12-84	84-07-18	Injection and metering facilities	1 400 000
Manito Pipelines Ltd.	XOM-7-84	84-06-06	Control system improvements, metering and station facilities	412 340

Oil

2. (cont'd) Orders Issued During 1984 Approving Modifications and Additions to Existing Oil Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Montreal Pipe Line Limited	XOM-3-84	84-02-01	Ground bed and rectifier installation, operating equipment	32 300
Montreal Pipe Line Limited	XOM-18-84	84-08-29	Oil sampling equipment and ancillary static mixers	143 000
Murphy Oil Company Ltd.	XOM-24-84	84-11-21	Metering facility	85 000
Petroleum Transmission Company	XOM-8-84	84-06-27	Metering facilities, block valves, etc.	566 500
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-1-84	84-01-04	Station equipment, buildings and grounds, tanks, automotive equipment, work and office equipment, communications, etc.	4 265 440
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-2-84	84-01-25	Tank, automotive equipment	1 111 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-5-84	84-04-04	Station equipment, communications, etc.	79 700
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-21-84	84-10-31	Station equipment, buildings and grounds, etc.	821 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-22-84	84-11-07	Pipe replacement, temporary surface pipe	205 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-4-84	84-02-01	Station modifications, oil dispatching installations, communications, etc.	1 153 500
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-6-84	84-02-08	Clarkson station modifications	110 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-11-84	84-07-11	Station modifications, pipe replacement, etc.	220 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-15-84	84-08-22	Computer hardware and software for oil dispatching	110 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-16-84	84-09-05	Pipeline replacement and lowering	82 500
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-17-84	84-08-29	Easement purchase	52 000
Westspur Pipe Line Company	XOM-9-84	84-07-11	Pipe and tank installations	371 500

Oil

3. Exports of Canadian Crude and Equivalent 1984 and 1983

Company	Destination	1984 (E) Total Cubic Metres for Year	1984 (E) Daily Average	1983 Total Cubic Metres for Year	1983 Daily Average
Amoco Products Company	Whiting, Indiana	1 515 180	4 140	977 885.6	2 679.1
Ashland Oil Inc.	St. Paul, Minnesota	275 634	753	116 069.5	318.0
Cdn. Hydrocarbons Ltd.	Cut Bank, Montana	–	–	1 313.8	3.6
Clark Oil	Blue Is., Ill.	828 026	2 262	116 352.6	318.8
Conoco Inc.	Billings, Mt.	177 736	486	511 198.9	1 401.0
Consumers Power Co.	Bay City, Mich.	69 752	191	75 736.6	207.4
Exxon	Billing, Mt.	48 635	133		
Farmers Union Central Exchange	Billings, Montana	824 029	2 251	695 214.2	1 904.7
Getty Oil	Guernsey, Wyo.	–	–	95 984.7	262.9
C Itoh	Japan	71 760	197		
Koch Refining Co.	Pine Bend, Minnesota	7 968 851	21 773	7 220 290.5	19 781.6
Laketon Asphalt Refining Inc.	Laketon, Indiana	420 054	1 148	320 007.5	876.7
Marathon Oil Co.	Detroit, Michigan	797 102	2 178	711 621.1	1 949.7
Marubeni Corp.	Japan	–	–	68 159.2	186.7
Mobil Oil Corp.	Joliet, Ill	1 891 304	5 167	1 384 651.5	3 793.6
Murphy Oil Corp.	Superior, Wisc.	324 155	886	290 166.2	794.9
Nippon Oil	Japan	–	–	71 576.6	196.1
Noco Refining	Tonawanda, NY	174 959	478	202 188.9	553.9
Pilot Petroleum	USG	–	–	71 398.0	195.6
Shell Oil	Washington	196 564	539		
Simmons Refining	Great Falls, Mt.	–	–	102 372.4	280.4
Sun Oil	Marysville, Mich.	154 410	422	471 500.8	1 291.8
Textrade	Japan	–	–	78 962.9	216.3
Total Oil Ltd.	Alma, Mich.	55 659.4	1 519	24 993.4	68.4
Trans World Oil Ltd.	U.S. Gulf	–	–	243 227.5	666.3
Union Oil Co. Calif.	Lemont, Ill.	315 279	861	546 510.9	1 497.3
United Ref.	Warren, Pa.	1 623 550	4 436	1 174 927.1	3 219.5
Universal Petroleum	U.S. Gulf	–	–	60 701.3	166.3
U.S. Oil	Lima Ohio	158 737	434		
Other	–	–	–	805.8	2.2
TOTAL:		18 392 311	50 252	15 633 821.3	42 832.3

(E) Estimated

Oil

4. Export Charges in 1984 for Crude Oil
(Dollars per cubic metre)

Type	Jan	Feb	March	April	May	June	July[A]	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec[B]
Mixed Blend	43.75	43.75	43.75	41.85	47.05	47.05	47.05	40.45	40.45	40.45	29.45	32.55
Waterton Condensate	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31.00	20.00	23.10
Light Canadian Sour	32.90	32.90	32.90	31.00	37.30	37.30	42.33	38.88	38.88	38.88	27.88	31.00
Reagan	44.30	44.30	44.30	42.40	48.70	48.70	48.70	42.10	42.10	42.10	31.10	34.20
Rangeland	–	–	–	–	–	43.45	48.17	41.57	41.57	41.57	30.57	33.65
Lloydminster-type Blends	16.25	16.25	16.25	16.25	20.65	22.85	29.15	31.35	31.35	31.35	31.34	34.50
Wainwright/Kinsella Blend	14.20	14.20	14.20	14.20	18.60	20.80	27.10	29.30	29.30	29.30	29.30	32.45
Fosterton	23.25	23.25	23.25	23.25	27.65	29.85	36.15	38.35	38.35	38.35	38.55	41.50
Smiley-Coleville	16.15	16.15	16.15	16.15	18.80	21.00	27.30	29.50	29.50	29.50	29.50	32.65
Bow River	20.10	20.10	20.10	20.10	24.50	26.70	31.30	33.30	33.30	33.30	33.30	36.45
Midale	24.40	24.40	24.40	24.40	28.80	31.00	34.15	36.35	36.35	36.35	36.35	39.50
Chauvin	14.55	14.55	14.55	14.55	18.95	21.15	27.45	29.65	29.65	29.65	29.65	32.80
Cold Lake	2.15	2.15	2.15	2.15	7.50	9.70	16.00	18.20	18.20	18.20	18.20	21.35

(A) Export charges are effective on 13 July 1984.
(B) After giving effect to a general reduction of $11.00 per cubic metre to light grades.

Oil

5. Export Charges in 1984 for Refined Petroleum Products (Dollars per cubic metre) Eastern Canadian Refineries (Quebec and Atlantic Provinces)

	Jan	Feb	March	April	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
*Petroleum Products**												
ex Montreal Refineries	43.05	42.13	40.79	41.42	49.23	47.62	48.47	51.94	55.63	54.03	55.60	57.89
ex other Refineries	37.60	36.40	35.05	35.82	43.50	41.88	42.69	46.19	49.75	48.26	49.74	51.95
Asphalt	34.94	34.94	34.19	34.19	37.00	36.47	36.47	37.91	39.14	38.60	39.13	40.20

* motor gasoline, middle distillates, heavy fuel oil, partially processed oil

Oil

6. Export Charges in 1984 for Refined Petroleum Products (Dollars per cubic metre) (Ontario, Prairies Provinces and British Columbia)

Type	Jan	Feb	March	April	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
Motor Gasoline												
ex Ont/BC	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	34.04	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89
ex Prairies	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	27.75
Middle Distillate												
ex Ontario	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	37.19	34.04	30.89	30.89	35.61	35.61
ex Prairies	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89
ex B. C.	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	37.19	34.04	30.89	30.89	30.89	30.89
Heavy Fuel Oil												
ex Ontario	30.89	30.89	37.19	37.19	37.19	40.34	40.34	40.34	40.34	40.34	40.34	37.20
ex Prairies	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89
ex B. C.	37.60	36.40	35.05	35.82	43.50	41.88	42.69	46.19	49.75	48.26	49.74	51.95
Partially Processed Oil	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	27.75
Asphalt	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89	30.89

Oil

7. Exchanges of Crude Oil and Equivalent with the United States via Mid-Continent Pipeline Systems — 1984

Licence Holder	Exchange Partner	Estimated Quantity in Cubic Metres	
		Exported	Imported
Imperial Oil Ltd.	Gladieux	14 500	17 300
Petro Canada Inc.	Murphy	44 385	38 860
Shell Canada Ltd.	Shell Oil Co.	140 000	131 700
Shell Canada Ltd.	Conoco Inc.	284 400	293 950
Texaco Canada Ltd.	Texaco Inc.	319 337	308 100
Suncor	Sun Oil	127 700	135 350
TOTAL:		930 322	925 260

Oil

8. Eastern Canadian Exchange Shipments — 1984

Licence Holder	Exchange Partner	Estimated Quantity in Cubic Metres	
		Exported	Imported
Petro Canada Inc.	United Refining	609 410	466 349
Texaco Canada Inc.	Texaco Inc.	301 331	300 721
Ultramar Canada Inc.	Conoco Inc.	895 279	922 915
Ultramar Canada Inc.	Texaco Inc.	78 652	78 657
Total		1 884 672	1 768 642

Oil

9. Exports of Licensed Petroleum Products and Imports of Heavy Fuel Oil — 1984
(cubic metres)

Month	Exports						Imports
	Partially Processed Oil	Motor Gasoline and Jet B	Heavy Fuel Oil	Middle Distillate	Asphalt	Total	Heavy Fuel Oil
January	25 789.0	126 366.5	139 139.7	228 775.4	273.6	520 344.2	190 738.9
February	46 069.6	88 902.6	120 198.0	238 124.1	1 001.7	494 296.0	166 018.9
March	46 248.5	252 802.1	232 736.2	183 849.2	1 100.0	716 736.0	64 784.5
April	30 064.4	270 078.8	145 076.5	189 788.1	4 990.3	639 998.1	75 056.6
May	55 265.4	155 775.5	148 472.9	367 122.5	20 416.7	747 053.0	106 247.0
June	48 007.3	83 986.6	149 219.5	208 665.8	45 338.6	535 217.8	71 004.1
July	35 809.7	80 865.7	175 155.5	163 024.7	51 449.4	506 305.0	85 554.7
August	37 736.0	92 304.3	101 470.5	228 747.2	50 089.7	510 347.7	34 619.8
September	51 668.9	242 404.9	69 149.9	324 251.2	39 113.2	726 614.0	47 193.3
October	45 658.8	98 989.0	118 249.5	232 219.0	29 180.5	524 296.8	86 871.9
November	40 000.0	57 100.0	150 300.0	171 400.0	26 900.0	445 700.0	77 923.0
December (E)	130 000.0	115 000.0	117 000.0	215 000.0	1 000.0	58 700.0	67 900.0
Total	592 317.6	1 664 576.0	1 666 168.2	2 750 967.2	279 853.7	6 953 908.6	1 073 912.7

(E) Estimated

Electricity

1. Certificates of Public Convenience and Necessity for International Power Lines Pursuant to Section 44 Issued During 1984

Applicant	Facilities	Estimated Cost	Hearing Commenced	Issued	Certificate No.
1. Hydro-Québec	One international power line of ± 450 kV HVDC extending 77.5 km from the Des Cantons substation to a point on the international boundary line located 610 m West of international marker 532 in the municipality of Saint-Mathieu-de-Dixville in the Province of Québec. The line includes the AC to DC Convertor facilities.	$ 231 851 000	15 May 1984	28 Nov. 1984	EC-III-21

Electricity

2. Orders Relating to International Power Lines Issued During 1984

Type of Order	Applicant	Facilities	Issued	Order No.
Leaves to abandon and Revocation Order to Certificate of Public Convenience and Necessity Pursuant to Subsection 43(3) and 47(3).	1. The New Brunswick Electric Power Commission	Order Revoking the Certificate No. EC-2	5 Sep. 1984	RO-EC-2
Exemption Order Pursuant to Sections 40, 41 and 43.	1. The New Brunswick Electric Power Commission	One International Power Line extending from the first distribution transformer in Canada to the international boundary line at River de Chute, New Brunswick. This single circuit single phase line operates at 7.2 kV.	5 Sep. 1984	XE-1-84

Electricity

3. Licences to Export Electric Power and Energy Pursuant to Section 82 Issued During 1984

Applicant	Class	Megawatts	Annual Gigawatt-Hours	Term		Hearing Commenced	Issued	Licence No.
				From	To			
1. Hydro-Québec	Interruptible	–	7 000	84-09-01	02-08-31	19 Sept. 1983	17 Jan. 1984	EL-151
2. Hydro-Québec	Interruptible[a]	2699	23 564	84-06-01	95-08-31	19 Sept. 1983	17 Jan. 1984	EL-152
3. Hydro-Québec	Interruptible[a]	2699	23 564	84-06-01	95-08-31	19 Sept. 1983	17 Jan. 1984	EL-153
4. Hydro-Québec	Short Term Firm[b]	1700	11 220	84-04-05	92-11-30	19 Sept. 1983	17 Jan. 1984	EL-154
5. Hydro-Québec	Short Term Firm[c]	1700	13 140	84-04-05	88-12-31	19 Sept. 1983	17 Jan. 1984	EL-155
6. Hydro-Québec	Carrier Transfer	5	25	84-07-01	02-08-31	19 Sept. 1983	17 Jan. 1984	EL-156
7. St. Lawrence Power Company	Carrier Transfer	50	250	84-08-23	89-06-30	3 Apr. 1984	3 May 1984	EL-158
8. St. Lawrence Power Company	Interruptible	–	150	84-08-23	89-06-30	3 Apr. 1984	3 May 1984	EL-159
9. St. Lawrence Power Company	Carrier Transfer	–	150	84-08-23	89-06-30	3 Apr. 1984	3 May 1984	EL-160
10. Canadian Niagara Power Company Limited	Interruptible	–	500	84-10-01	89-09-30	3 Apr. 1984	3 May 1984	EL-161
11. British Columbia Hydro and Power Authority	Firm	2000	6 000	84-09-05	88-09-30	26 Mar. 1984	9 Jul. 1984	EL-162
12. British Columbia Hydro and Power Authority	Interruptible[d]	–	15 000	84-10-01	90-09-30	26 Mar. 1984	9 Jul. 1984	EL-163
13. British Columbia Hydro and Power Authority	Carrier Transfer	–	3 000	84-10-01	90-09-30	26 Mar. 1984	9 Jul. 1984	EL-164
14. Hydro-Québec	Interruptible	–	3 000	86-09-01	04-11-01	15 May 1984	10 Aug. 1984	EL-165
15. Hydro-Québec	Interruptible	–	4 000	86-09-01	02-08-31	15 May 1984	10 Aug. 1984	EL-166
16. Hydro-Québec	Interruptible[e]	790	6 920	86-09-01	95-08-31	15 May 1984	10 Aug. 1984	EL-167

(a) Total exports not to exceed 2699 MW of power and 23 564 GW.h of energy when combined with exports made pursuant to another licence under which the power and energy is transmitted over the lines authorized by Certificate of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-15 and EC-10.

(b) Limited by exports under licence EL-155.

(c) Limited by exports under licence EL-154.

(d) Total exports should not exceed 15 000 GW.h when combined with exports under licence EL-162.

(e) The exports not to exceed 790 MW of power and 6 920 GW.h of energy when combined with exports made pursuant to another licence under which the power and energy is transmitted over the lines authorized by Certificate of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-III-21.

Electricity

4. Orders Relating to Export of Electric Power and Energy Issued During 1984

Orders Issued Pursuant to Section 7 of the Regulations under Part VI of the Act

	Applicant	Class	Kilowatts	Annual Megawatt Hours	Term		Issued	Order No.
					From	To		
1.	British Columbia Hydro and Power Authority	Firm	–	14 300	84-10-01	87-09-30	11 Apr 1984	ELO-179
2.	Hydro-Québec	Firm	240	480	84-08-01	87-07-31	24 Jul 1984	ELO-180
3.	Hydro-Québec	Firm	240	480	84-08-01	87-07-31	24 Jul 1984	ELO-181
4.	Hydro-Québec	Firm	40	80	84-08-01	87-07-31	24 Jul 1984	ELO-182
5.	St. Lawrence Power Company	Carrier Transfer	50 000	250 000	84-07-01	84-08-23	28 Jun 1984	ELO-183
6.	St. Lawrence Power Company	Interruptible	–	15 000	84-07-01	84-08-23	28 Jun 1984	ELO-184
7.	St. Lawrence Power Company	Carrier Transfer	–	150 000	84-07-01	84-08-23	28 Jun 1984	ELO-185
8.	Manitoba Hydro	Firm	30 000	131 000	84-11-01	85-04-30	17 Oct 1984	ELO-186
9.	West Kootenay Power and Light Company Limited	Firm	20	50	85-01-01	87-12-31	12 Dec 1984	ELO-187

Electricity

5. Exports of Electric Energy During the Calendar Year 1984

Megawatt Hours

Exporter	Licence Number	Licence Authorization		Gross Energy Exported			Reported Dollar Value of Export	
		Firm	Interruptible	Firm	Interruptible	Exchange[1]	Firm	Interruptible
1. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	250 000	–	109 833	–	–	1 514 798	–
	EL-23	–	25 000	–	–	–	–	–
2. Fraser Inc.	EL-122	400 000	–	340 450	–	–	14 474 419	–
	EL-123	–	50 000	–	–	–	–	–
3. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-64	3 504 000	–	551 177	–	-1 068	42 605 588	–
	EL-137	876 000	–	786 981	–	-12 726	50 206 740	–
	EL-138	876 000	–	786 981	–	-12 726	50 311 048	–
	EL-139	92 000	–	44 985	–	-2 749	3 081 750	–
	EL-140	–	6 482 400[2]	–	2 772 216	244	–	148 543 352
	EL-141	1 226 400	–	–	–	406 359	–	–
	EL-142	140 000	–	–	–	–	–	–
	EL-143	–	300 000	–	99 146	-15 495	–	6 499 841
	EL-144	250 000	–	–	–	14 357	–	–
	EL-145	–	179 000	–	4 720	-2 817	–	271 063
	EL-150	1 138 000	–	196 745	–	-3 181	12 535 642	–
	ELO-169 to ELO-171	345	–	217	–	–	15 314	–
TOTAL NEW BRUNSWICK				2 817 369	2 876 082	370 198	174 745 299	155 314 256
4. Cedars Rapids Transmission Company Limited	ELO-174	20 000	–	–	–	–	–	–
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	–	3 000 000	–	–	119 389 952	–
	* EL-113	–	10 200 000[3]	–	3 558 831	1 111	–	117 549 351
	EL-131	–	320 000	–	–	–	–	–
	EL-132	172 500	–	80 493	–	–	2 982 077	–
	EL-133	–	525 000[4]	–	159 062	–	–	6 091 215
	EL-151	–	7 000 000	–	538 299	–	–	19 837 887
	EL-152	–	23 564 000[5]	–	658 755	–	–	21 119 410
	EL-153	–	23 564 000[5]	–	3 243 677	661	–	100 804 020
	EL-154	11 220 000 [6]	–	–	–	–	–	–
	EL-155	13 140 000 [6]	–	–	–	–	–	–
	EL-156	25 000	–	–	–	3 660	–	–
	ELO-158	–	–	–	–	–	–	–
	to ELO-165	–	–	–	–	–	–	–
	and ELO-180	–	–	–	–	–	–	–
	to ELO-182	1 752	–	982	–	–	44 137	–
	* ELO-178	20 000	–	–	–	4 804	–	–
TOTAL QUÉBEC				3 081 475	8 158 624	10 236	122 416 166	265 401 883

Electricity

5. (cont'd) Exports of Electric Energy During the Calendar Year 1984

Megawatt Hours

Exporter		Licence Number	Licence Authorization Firm	Licence Authorization Interruptible	Gross Energy Exported Firm	Gross Energy Exported Interruptible	Gross Energy Exported Exchange[1]	Reported Dollar Value of Export Firm	Reported Dollar Value of Export Interruptible
6. Ontario Hydro		EL-32	15 000	–	997	–	–	1 994	–
		EL-134	–	10 000 000	–	–	191 120	–	–
		EL-135	10 500 000	–	4 066 593	–	–	173 683 196	–
		EL-136	–	25 000 000[7]	–	6 548 005	25 067	–	253 180 391
		ELO-166	200	–	10	–	–	859	–
7. Canadian Niagara Power Company Limited	*	EL-124	130 000	–	–	–	–	–	–
	*	EL-125	–	380 000	–	259 020	12 376	–	10 398 354
		EL-161	–	500 000	–	108 945	3 154	–	4 452 682
	*	ELO-175	–	75 000	–	–	–	–	–
8. Boise Cascade Canada Ltd.		ELO-177	–	70 000	–	–	–	–	–
9. The Detroit and Windsor Subway Company		ELO-173	2 000	–	1 070	–	–	–	–
10. The Canadian Transit Company		ELO-167	25	–	24	–	–	–	–
11. St. Lawrence Power Company		EL-158	–	250 000	–	–	81 727	–	–
		EL-159	–	150 000	–	71 668	–	–	2 198 734
		EL-160	–	150 000	–	–	77	–	–
12. Dow Chemical of Canada Limited	*	EL-121	–	438 000	–	–	–	–	–
TOTAL ONTARIO					4 068 694	6 987 638	313 521	173 686 049	270 230 161
13. Manitoba Hydro		EL-97	–	1 500 000	–	1 476 973	–	–	23 675 826
		EL-98	876 000	–	178 640	–	–	5 858 157	–
		EL-99	262 800	–	262 800	–	–	3 974 453	–
		EL-100	–	800 000	–	–	–	–	–
		EL-101	2 500 000	–	–	–	–	–	–
		EL-102	5 000 000	–	–	–	–	–	–
		EL-103	–	12 000 000[8]	–	3 148 970	-38 581	–	60 710 765
		ELO-172	–	–	–	–	–	–	–
	and	ELO-176	7 899	–	1 795	–	–	47 079	–
		ELO-186	131 000	–	26 350	–	–	574 858	–
TOTAL MANITOBA					469 585	4 625 943	-38 581	10 454 547	84 386 591
14. Saskatchewan Power		EL-117	438 000	–	58 680	–	–	1 575 460	–
		EL-119	–	876 000[9]	–	–	27 220	–	–
		EL-120	876 000[8]	–	–	–	–	–	–
TOTAL SASKATCHEWAN					58 680	0	27 220	1 575 460	0

Electricity

5. (cont'd) Exports of Electric Energy During the Calendar Year 1984

Megawatt Hours

Exporter	Licence Number	Licence Authorization		Gross Energy Exported			Reported Dollar Value of Export	
		Firm	Interruptible	Firm	Interruptible	Exchange[1]	Firm	Interruptible
15. British Columbia Hydro and Power Authority	* EL-126	32 000	–	9 566	–	–	394 840	–
	* EL-127	–	2 000 000	–	–	792 285	–	–
	* EL-128	3 000 000	–	–	–	–	–	–
	* EL-129	–	525 600	–	–	–	–	–
	* EL-130	–	10 000 000	–	2 765 890	1 435 672	–	80 816 847
	EL-162	6 000 000	–	341 740	–	–	9 007 865	–
	EL-163	–	15 000 000[10]	–	1 153 308	1 125 508	–	22 326 197
	EL-164	–	3 000 000	–	–	201 787	–	–
	ELO-168 and ELO-179	14 900	–	4 512	–	–	223 681	–
		–	–	–	–	–	–	–
16. Cominco Ltd.	EL-146	50 000	–	–	–	–	–	–
	EL-147	–	1 100 000	–	153 294	6 541	–	4 485 000
	EL-148	250 000	–	–	–	25 000	–	–
	EL-149	–	1 000 000	–	–	–	–	–
17. West Kootenay Power and Light Company Limited	ELO-157	50	–	32	–	–	1 317	–
TOTAL BRITISH COLUMBIA				355 850	4 072 492	3 586 793	9 627 703	107 628 044
TOTAL CANADA[11]				10 851 653	26 720 779	4 269 387	492 505 224	882 960 935

* expired during 1984

(1) Exchange is no value energy. It includes inadvertent and circulating flow, equichange, storage adjustment transfer and wheeling or carrier transfer.

(2) Total exports should not exceed 6 482.4 GW.h when combined with the amounts exported under Licences EL-64, EL-137, EL-138 and EL-150.

(3) Total exports should not exceed 10 200 GW.h when combined with the amount exported under Licence EL-96.

(4) Total exports should not exceed 525 GW.h when combined with the amount exported under Licence EL-132.

(5) Total exports not to exceed 23 564 GW.h when combined with exports made pursuant to another licence under which the energy is transmitted over the lines authorized by Certificate of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-15 and EC-10.

(6) Total exports under EL-154 and EL-155 should not exceed 13 140 GW.h when combined together.

(7) Total exports should not exceed 25 000 GW.h when combined with the amount exported under Licence EL-135.

(8) Total exports should not exceed 12 000 GW.h when combined with the amounts exported under Licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 and EL-102.

(9) Total exports under Licences EL-119 and EL-120 should not exceed 876 GW.h. when combined together.

(10) Total exports should not exceed 15 000 GW.h when combined with exports under licence EL-162.

(11) Excludes 595 649 $ revenue for wheeling, transmission, unit rental and storage transfer charges.

Electricity

6. Total Electricity Supply and Demand in Canada and Trade with the United States — 1980-1984

	Gigawatt Hours				
	1980	1981	1982	1983	1984
Total Generation	367 306	380 096	376 752	395 839	425 000(p)
Imports from U.S.A.	2 940	1 497	2 849	3 179	2 750
Total Supply	370 246	381 593	379 601	399 018	427 750(p)
Exports to U.S.A.	30 181	35 372	34 220	38 830	41 842
Total Consumption	340 065	346 221	345 381	360 188	385 908(p)

(p) Preliminary

Senior Staff of the Board

Office of the Executive Director

R. St.G. Stephens	Executive Director
G.H. Shaw	Manager, Program Planning and Review
J.L. Thompson	Assistant Director, Personnel
W. Ganim	Chief, Internal Audit
J.S. Klenavic	Director, Plans
M.J. McNamara	Assistant Director, Finance

Energy Studies

P.L. Miles	A/Director General

Economics Branch

P.L. Miles	Director
R.E. Jackson, Jr.	A/Assistant Director, Economic Analysis
J.S. Oh	Assistant Director, Regulatory Economics and Energy Statistics
(vacant)	Assistant Director, Forecasting and Energy Market Analysis

Energy Supply Branch

W.A. Hiles	Director
E. Kutney	Assistant Director, Geology and Reserves
K. Poole	Assistant Director, Gas Supply
G.C. Hos	Assistant Director, Oil and Alternative Energy Supply

Systems Development Branch

D. Emmens	Director
K.E. Begley	Assistant Director, Systems and Operations
K.S. Song	Assistant Director, Planning and Data Base

Pipeline Regulation

K.W. Vollman	Director General

Pipelines Engineering-Operations Branch

E.L.M. Gordon	A/Director
R.M. White	A/Assistant Director, Engineering
D. Foulger	A/Assistant Director, Construction and Operations

Financial Regulatory Branch

D.D. Epp	Director[1]
G.S. Johnson	Assistant Director
C.M. Yeates	Assistant Director

Environment and Right of Way Branch

P.A. Carr	A/Director
J.A. Hodges	Assistant Director, Environment Group
G.E. Marquardt	Assistant Director, Right-of-Way Group

Electric Power Branch

A.N. Karas	A/Director
W.H. Correll	A/Assistant Director, Planning
T. Olszewski	Assistant Director, Operations

Gas Branch

S.R. Ironstone	Director
A.L. Browne	Assistant Director, Gas Industry and Market Analysis
R.S. Green	Assistant Director, Gas Regulations and Licences

Oil Branch

P.G. Scotchmer	Director
B.P. Leakey	Assistant Director, Evaluation
R.B. Stevens	Assistant Director, Operations

Law Branch

F.H. Lamar, Q.C.	General Counsel
S.K. Fraser	Assistant General Counsel

Office of the Secretary

G. Yorke Slader	Secretary
N. Bourque	Assistant Secretary, Communications
I. Melzer	A/Assistant Secretary, Regulatory

[1] Resigned in January 1985

Office national de l'énergie

Rapport annuel 1984

Profil de l'ONÉ

L'Office national de l'énergie est un organisme fédéral indépendant créé par une Loi du Parlement le 2 novembre 1959. Au cours du dernier quart de siècle, l'Office a joué un rôle de plus en plus important dans le développement du secteur énergétique au Canada.

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'Office comprennent la délivrance de licences pour les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité; la délivrance de certificats pour les pipelines interprovinciaux et internationaux et pour les lignes internationales de transport d'électricité; et enfin l'établissement de droits pour les oléoducs et les gazoducs qui relèvent de la compétence fédérale.

La Loi exige aussi que l'Office étudie l'approvisionnement canadien de tous les principaux produits énergétiques, principalement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits, de même que la demande d'énergie canadienne au Canada et à l'étranger.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la Loi sur le Pipeline du Nord et de la Loi sur l'administration de l'énergie.

Le siège social de l'Office est situé au nº 473, rue Albert, Ottawa, Canada, K1A 0E5. Son numéro de téléphone est (613) 993-6936.

Couverture:

Construction de l'oléoduc de Norman Wells (Photo: PEL)

Plate-forme de forage au large des côtes de l'Atlantique (Photo: Mobil)

Centrale Pointe Lepreau près de Saint John (N.-B.) (Photo: CEEN.-B.)

25 années

Office national de l'énergie

1984

le 29 mars 1985

L'honorable Pat Carney, C.P.
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Madame la Ministre,

Conformément aux dispositions de l'article 91 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, statuts révisés du Canada 1970, chapitre N-6, j'ai l'honneur de vous soumettre le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984.

Veuillez agréer, Madame la Ministre, l'expression de mes sentiments dévoués.

Le Président,

C. Geoffrey Edge

Tableau de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le système international de mesure (SI). Le tableau de conversion suivant servira aux lecteurs qui connaissent peut-être mieux le système des mesures impériales.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 kilomètre (km)	=	0,62 mille
1 millimètre (mm)	=	0,039 pouce
1 mètre cube (m^3)	=	6,3 barils
1 mètre cube (m^3)	=	35,3 pieds cubes
1 litre (L)	=	0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	=	2,22 livres
1 gigajoule (GJ)	=	0,95 MMBtu (950 pieds cubes à 1000 Btu/p^3)
gigajoule(GJ)	=	10^9 J
terajoule(TJ)	=	10^{12} J
petajoule(PG)	=	10^{15}J
exajoule(EJ)	=	10^{18}J

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

No. du Cat. NE22-1/1984-2F
ISBN 0-662-92490-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

Table des matières

2 Lettre du Président
6 Fonctions et responsabilités
10 Organisation de l'Office national de l'énergie
14 Audiences et enquêtes publiques
20 Revue du secteur énergétique
20 L'offre et la demande
22 Les travaux d'exploration et d'exploitation
25 Les réserves de pétrole et de gaz naturel
26 Revue des activités de l'Office
26 Le pétrole brut et les produits pétroliers
28 Le gaz naturel et ses produits dérivés
30 Activités dans le domaine de l'électricité
32 Activités pipelinières
34 Questions d'ordre environnemental
34 Questions d'ordre énergétique
36 Questions de réglementation financière
36 Questions d'ordre juridique
38 Lois et règlements
43 Annexes

Lettre du Président

C. Geoffrey Edge, Président

Une année de pause et de réorientation.

L'année 1984 a été très spéciale pour l'Office national de l'énergie. En effet, l'Office a été créé il y a tout juste 25 ans par une Loi du Parlement; son mandat comporte deux volets, réglementation et consultation. L'Office a souligné cet important anniversaire en diffusant une publication intitulée "Vingt-cinq ans dans l'intérêt du public". Depuis ses débuts en 1959, l'Office joue un rôle de plus en plus important dans le développement des ressources énergétiques du Canada.

Amélioration du climat des projets énergétiques

L'année 1984 a été une année de pause et de réorientation pour l'industrie de l'énergie. Les taux d'intérêt et le taux d'inflation ont continué à baisser, renouvelant la confiance nécessaire à la mise en oeuvre de nouveaux projets énergétiques. Toutefois, les prix internationaux du pétrole brut sont demeurés incertains; ils ont eu tendance à diminuer à court terme et rien ne nous permet de nous prononcer sur leur situation à long terme. Il semble que le raffermissement des prix du pétrole pourrait devenir un deuxième élément nécessaire au lancement de certains projets tant dans le domaine du pétrole que du gaz naturel. L'industrie de l'énergie fait le point non seulement sur les paramètres économiques courants, mais aussi sur des paramètres politiques, alors que le nouveau gouvernement est à mettre au point ses politiques énergétiques.

Pendant cette période de transition, le seul important projet de construction en cours était celui de l'oléoduc de Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest vers le nord de l'Alberta. Aucune audience n'a été tenue sur de nouveaux projets de construction. L'absence de nouveaux grands projets a quand même été équilibrée par de substantielles exportations

d'énergie et qui ne cessent de croître, pendant l'année. Nos exportations nettes de pétrole, de gaz et d'électricité ont approché 8,1 milliards de dollars. Les projets énergétiques ont constitué 11 pour cent de toutes les exportations et ils ont augmenté de 1,3 milliard de dollars par rapport à l'an dernier, surtout le pétrole, les produits pétroliers et l'électricité.

Pétrole

La forte demande de mazout lourd canadien aux États-Unis a aidé les niveaux d'exportation à atteindre de nouveaux sommets mettant la capacité des oléoducs à rude épreuve pour le transport du pétrole. La délivrance de licences pour le pétrole brut léger, tout en maintenant l'inutilisation de certaines quantités au minimum, est devenue très difficile en raison de la demande faible des États-Unis et des prix incertains du pétrole brut léger et de la rigidité du système actuel d'établissement du prix.

Gaz naturel

Le principal événement d'une année mouvementée a été l'atteinte d'un consensus sur une nouvelle politique d'établissement des prix du gaz naturel à l'exportation qui, tout en répondant aux besoins canadiens s'harmonisait avec les lignes directrices d'importation des États-Unis. Les exportateurs et les importateurs, libérés du prix uniforme à la frontière se sont hâtés de renégocier leurs contrats en septembre et au début d'octobre et de les soumettre à l'étude réglementaire. L'Office a conçu des procédures expéditives de révision des licences à la lumière des nouvelles lignes directrices du gouvernement, il a évalué les propositions, tenu des audiences publiques au besoin, rendu des décisions et fait des recommandations au Cabinet qui ont été acceptées le 1er novembre, à l'entrée en vigueur des nouvelles licences et des nouveaux contrats. Cela constituait une tâche énorme pour l'industrie et l'Office, mais les bénéfices en ont été immédiatement manifestes, soit l'augmentation des volumes de gaz exporté, constituant une étape importante vers la reprise des marchés perdus alors que les prix étaient trop élevés.

Électricité

En raison des difficultés qu'a connues l'industrie de l'électricité aux États-Unis, et particulièrement le secteur nucléaire, le Canada a eu l'occasion d'exporter des excédents d'électricité aux États-Unis. Nos excédents proviennent en grande partie de ce que des centrales hydro-électriques ont été construites, il y a quelques années, en prévision d'un taux de croissance de la demande canadienne plus élevé qu'en réalité. L'Office recommande au gouverneur en conseil d'approuver l'exportation d'électricité du Québec et de la Colombie-Britannique au cours de l'année; la décision sur une exportation du Manitoba n'avait pas encore été rendue à la fin de l'année.

Offre et demande d'énergie

Un rapport du personnel diffusé vers la fin de 1984 et intitulé "L'Énergie au Canada: offre et demande, de 1983 à 2005" indiquait qu'il était possible qu'au cours de cette période, le Canada devienne autonome au chapitre du pétrole si les travaux d'exploitation des sables pétrolifères et des zones pionnières s'effectuent sans heurts. La consommation d'énergie devrait augmenter de 1,6 pour cent par année par rapport à 5 pour cent de 1950 à 1970. L'analyse du rapport fondé sur 65 mémoires écrits présentés à l'invitation de l'Office par les industries, les gouvernements provinciaux, les principaux consommateurs et les groupes d'intérêt publics représentant un vaste échantillon de la collectivité de l'énergie, constitue une importante mise à jour du rapport de l'Office pour 1981.

Réforme de la réglementation

L'une des principales activités de l'Office et qui a atteint son rythme de croisière en 1984 fut de rendre sa réglementation plus pertinente à l'évolution du domaine de l'énergie.

Dans une proposition aux promoteurs, l'Office suggérait la tenue d'une audience préliminaire pour les grands projets, si les promoteurs le désirent. Ce processus réduirait le risque d'avoir à participer à de longues audiences et de dépenser de grosses sommes sans connaître la décision finale. Des rencontres exploratoires ont eu lieu à cet effet avec les promoteurs au cours de l'année.

En 1984, l'Office a augmenté son degré de coordination et de coopération avec d'autres ministères et organismes du gouvernement fédéral, de même qu'avec des gouvernements provinciaux et territoriaux, pour réduire le poids du chevauchement de la réglementation.

Des règlements sur la sécurité, la conception, la construction et l'exploitation des pipelines en mer ont été rédigés pour aider les requérantes à préparer leurs propositions en vue de relier le gaz de l'Île de Sable aux marchés.

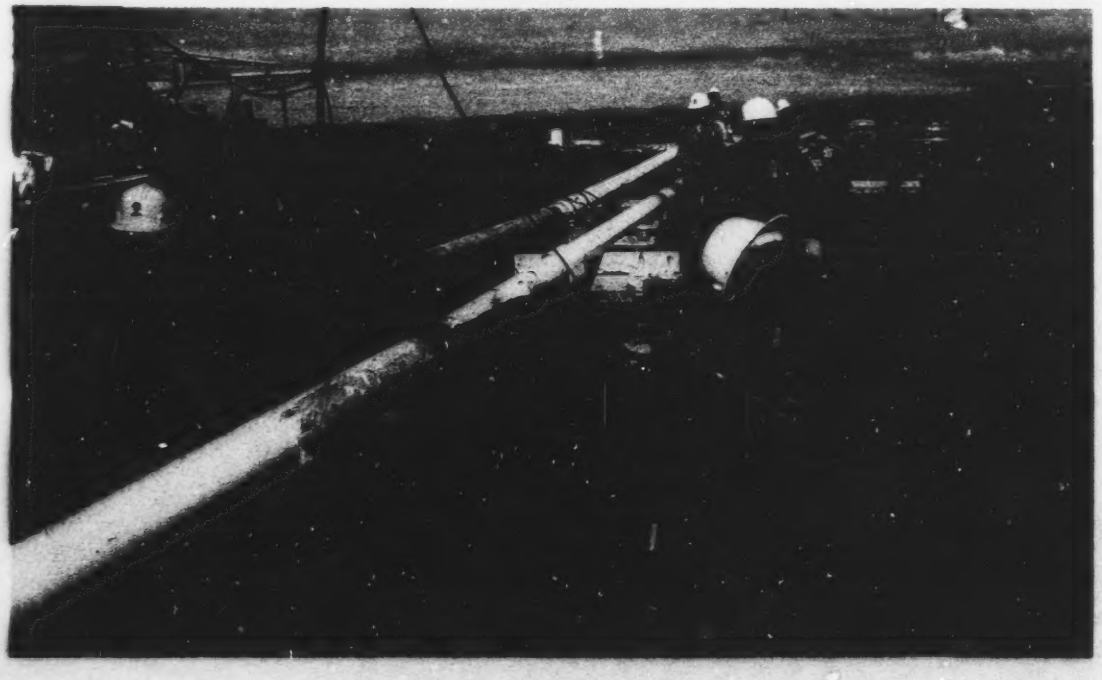
De même, les règlements sur les pipelines terrestres qui existent depuis longtemps ont été remaniés et des discussions se poursuivaient à cet égard avec l'industrie à la fin de l'année.

Une importante innovation a été de permettre aux requérantes de demander à l'Office de lever toutes les exigences de renseignements lorsque les règlements et les annexes aux Règles de pratique et de procédures précisent des renseignements qui ne sont pas jugés suffisamment pertinents au projet. L'industrie peut ainsi consulter les employés de l'Office à cet égard, avant le dépôt d'une requête auprès de ce dernier.

Les Règles de pratique et de procédures de l'Office ont été simplifiées, de même que les annexes relatives aux exigences de renseignements requis des sociétés pipelinières qui demandent un certificat de commodité et de nécessité publiques.

Au cours de l'année, l'Office a mis en oeuvre la révision de sa méthode de réglementation des petites sociétés pipelinières, et de la façon appropriée de réduire le poids de la

Construction de l'oléoduc de Norman Wells
(Photo: Esso Resources)



réglementation inutile. Des recommandations à cet égard ont été faites à l'industrie afin d'obtenir ses commentaires au tout début de 1985.

En 1983, les contrôles sur les volumes avaient été supprimés dans le cas d'exportations à court terme de butanes et l'industrie a été consultée en 1984 pour faire de même dans le cas du propane. À la suite de cette consultation, l'Office a décidé de lever les limites imposées aux volumes dans les ordonnances d'exportation de propane; l'annonce en a été faite au tout début de l'année 1985.

Des audiences sur la méthode d'établissement des droits ont eu lieu dans le cas de TransCanada PipeLines et de Westcoast Transmission pour déterminer si les procédures existantes devaient être changées pour les rendre plus pertinentes aux circonstances actuelles. Ces audiences se sont poursuivies en 1985.

Vers la fin de l'année, l'Office étudiait les changements à apporter à son rôle en prévision de la levée de la réglementation des exportations de pétrole.

Conclusion

En 1985, nous croyons que les nouvelles politiques du gouvernement stimuleront les activités de l'industrie énergétique et l'Office se prépare à répondre aux exigences qui lui seront faites. À cet égard, nous continuerons d'adapter le rôle de réglementation de l'Office au secteur de l'énergie où les forces économiques et l'industrie privée semblent jouer de plus en plus, un rôle important.

C. Geoffrey Edge

25 années

Fonctions et responsabilités

Intérieur de la centrale de production LG-3
(Photo: Hydro-Québec)

L'Office tient compte de toutes les questions pertinentes lors de l'étude des requêtes en matière d'autorisation des exportations.

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie (1959) et de ses modifications subséquentes, l'Office a deux responsabilités principales:

- réglementer des secteurs précis des industries du pétrole, du gaz et de l'électricité dans l'intérêt du public, et
- conseiller le gouvernement sur l'exploitation et l'usage des ressources énergétiques.

L'Office peut, de son propre chef enquêter sur un aspect particulier de la situation énergétique et préparer des rapports pour le gouvernement, le Parlement ou le grand public.

L'Office effectue aussi des études et prépare des rapports à la demande du Ministre.

Le rôle de réglementation de l'Office touche les champs d'activités suivants:

Les licences et ordonnances d'exportation

La Loi sur l'Office national de l'énergie exige que l'Office examine tous les facteurs qui lui semblent pertinents lors de l'étude des requêtes demandant une autorisation d'exportation. L'Office doit s'assurer que les quantités d'énergie ne dépassent pas les excédents restants après avoir tenu compte des besoins raisonnablement prévisibles du Canada.

Les certificats de commodité et de nécessité publiques pour les pipelines et les lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats permettant la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou interprovinciaux pour le transport du pétrole, du gaz et des produits pétroliers ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité. Les lignes interprovinciales de transport d'électricité désignées peuvent, par décret du gouverneur en conseil, relever des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ. Avant la délivrance du certificat, l'Office est tenu d'entendre la requête en audience publique.

Le tracé détaillé - les pipelines et les lignes de transport d'électricité

En résultat de modifications apportées à la Loi sur l'ONÉ en 1983, de nouvelles procédures d'expropriation et de compensation ont été établies pour régir l'obtention des emprises pour les pipelines et pour les lignes internationales et interprovinciales de transport d'électricité désignées. Entre autres, ces modifications fournissent l'occasion aux personnes dont les terres pourraient être affectées, de présenter leurs opinions au cours d'une audience publique locale. L'Office doit alors considérer la preuve présentée au cours de ces audiences pour parvenir à ses décisions quant à l'acceptabilité du tracé détaillé proposé.

Ordonnances en matière de pipelines et de lignes de transport d'électricité

L'Office peut approuver des petites additions ou des modifications mineures aux réseaux pipeliniers existants sans avoir recours à une audience publique. Ces additions et modifications ont donc trait à des tronçons, des embranchements et des prolongements de pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et à des installations auxiliaires comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs, les stations de comptage et les systèmes de communication. L'Office peut aussi autoriser la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité d'une puissance maximale de 50 kilovolts.

Ordonnances de croisement des pipelines par des services publics

Aucun pipeline ne peut, sans autorisation préalable de l'Office, croiser un autre service public ou être croisé par ce dernier pour des raisons de sécurité, de protection de l'environnement et en raison de l'existence d'autres services publics. Lorsqu'un pipeline doit croiser un cours d'eau navigable ou une voie ferrée, il faut obtenir l'autorisation du ministre des Transports ou de la Commission canadienne des transports. Les croisements d'autres services publics ne peuvent être faits qu'avec l'autorisation de l'Office après étude de tous les renseignements pertinents.

Sécurité des canalisations

Les règlements de l'Office sur les pipelines et les gazoducs énoncent les principes qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation sécuritaire des pipelines relevant de sa compétence. Pour assurer que le pipeline est construit et exploité de façon sécuritaire, l'Office fait effectuer des programmes d'inspection ainsi que des enquêtes et des examens du rendement du réseau.

Protection de l'environnement

L'Office étudie très attentivement les répercussions potentielles sur l'environnement de la construction et de l'exploitation des oléoducs, des gazoducs et des lignes internationales de transport d'électricité pour s'assurer que l'environnement est protégé pendant toutes les phases d'un projet. L'Office considère les répercussions sur le pergélisol, l'érosion et le limonage au croisement d'un cours d'eau, de même que les conséquences pour la faune et le poisson, la préservation des sites archéologiques importants, les émissions gazeuses, le bruit ainsi que la protection des terres arables.

Incidences socio-économiques

L'Office surveille les plans d'action socio-économiques, mène des enquêtes et passe en revue le rendement d'une société pipelinière lorsqu'il y a lieu. Il publie également des lignes directrices en vue de la préparation d'évaluations de l'incidence socio-économique régionale des projets de gazoduc et d'oléoduc.

Embranchement de pipelines dans la vallée du Fraser (Photo: Westcoast Transmission)

La réglementation des taux, droits, tarifs et des pratiques comptables

L'Office réglemente les droits et les tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral afin de s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination.

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie

En vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie, l'Office est chargé de l'imposition et de la perception de redevances sur l'exportation de pétrole brut et de certains produits pétroliers et de l'administration du prix du gaz naturel sur les marchés interprovinciaux et d'exportation.

Responsabilités en vertu de la Loi sur le pipeline du Nord

Les responsabilités de l'Office à l'égard du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska portent principalement sur le financement et les tarifs, l'approbation des cahiers des charges des canalisations, la délivrance d'ordonnances de mise en service ainsi que sur la réglementation de l'exploitation du pipeline.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives qui tient des audiences publiques au cours desquelles les requérantes et les personnes intéressées ont plein droit de participation dans la langue de leur choix. L'Office donne aux parties un préavis raisonnable des audiences et il accorde un temps suffisant pour répondre aux demandes de renseignements.

Le dossier d'une audience est public. L'Office peut faire exception à cette règle lorsqu'un requérant déclare que le prix ou d'autres modalités du contrat sont confidentielles pour des raisons de concurrence; dans ce cas l'Office peut alors maintenir ces documents confidentiels pendant un temps limité.

L'Office publie tous les trimestres un État des projets de réglementation qui donne un préavis des mesures de réglementation à venir et des renseignements quant à l'état des affaires en

cours. Il publie également des bulletins d'information sur ses activités et ses procédures.

Application des décisions de l'Office

Lorsque l'Office est disposé, suite à une audience publique, à accorder un certificat relatif à un pipeline ou à une ligne de transport d'électricité ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité, d'importation de gaz naturel ou d'exportation de pétrole d'une durée de plus d'un an, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si la délivrance du certificat est approuvée, l'Office délivre alors le certificat. Lorsqu'il s'agit d'une requête relative à l'exportation ou à l'importation, les licences délivrées par l'Office entrent en vigueur dès leur approbation par le gouverneur en conseil. Lorsque l'Office rejette une demande, la décision n'est pas soumise à l'étude du gouverneur en conseil.

À cause de la nature particulière du commerce du pétrole brut et des produits pétroliers, notamment l'utilisation de contrats à court terme et la nécessité de prendre des décisions au jour le jour, l'Office prend directement la plupart des décisions relatives aux contrôles à l'exportation du pétrole sans avoir recours au gouverneur en conseil.

Les requêtes relatives à des ordonnances autorisant l'exportation de quantités relativement petites d'éthane, de propane, de butanes et d'éthylène n'excédant pas un an, d'un maximum de trois milliards de mètres cubes de gaz naturel au cours d'une période quelconque n'excédant pas deux ans et de petites quantités d'électricité n'excédant pas trois ans, peuvent être traitées par l'Office sans avoir recours au gouverneur en conseil.

L'Office prend les décisions relatives aux droits et aux tarifs sans avoir recours au gouverneur en conseil.

Révisions et appels des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, rescinder ou changer toute ordonnance ou décison par lui rendue ou il peut procéder à une nouvelle audition d'une requête avant d'en décider. Il peut également modifier un certificat ou une licence qu'il a délivré, mais les changements de ce genre ne sont pas valides tant qu'ils n'ont pas été approuvés par le gouverneur en conseil. Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une ordonnance ou une décision, ou de modifier une licence ou un certificat.

Frais adjugés

L'Office n'adjuge pas de frais aux participants à ses instances. Toutefois, dans le cas d'audiences détaillées sur le tracé, l'Office peut établir un palier approprié de compensation à verser aux propriétaires fonciers à l'égard des frais encourus par la participation à l'audience.

25 années

Organisation

Barrage hydro-électrique Manic 5 (Photo: Hydro-Québec)

Membres

C.G. Edge[1],	Président
R.F. Brooks,	Vice-président
L.M. Thur,	Vice-président associé
W.A. Scotland[2],	Vice-président associé
J. Farmer,	Vice-président associé
A.D. Hunt,	Vice-président associé
J.R. Jenkins,	Membre
J.R. Hardie,	Membre
J.L. Trudel,	Membre
R.B. Horner, c.r.,	Membre
A.B. Gilmour,	Membre
W.G. Stewart	Membre
E.S. Bell[3],	Membre temporaire
J. Heath[3],	Membre temporaire
R. Laking[3],	Membre temporaire

1. Le gouverneur en conseil a nommé de nouveau M. C.G. Edge à titre de président de l'Office à compter du 1er janvier 1985 pour une période additionnelle de deux ans.
2. M. Scotland dont les bureaux se trouvent à Calgary est l'agent désigné de l'Office auprès de l'Administration du pipe-line du Nord.
3. Le gouverneur en conseil a nommé MM. E.S. Bell, J. Heath et R. Laking membres temporaires de l'Office pour participer à un comité d'audience de cinq membres qui mènera une enquête sur les taux de la Commission d'énergie du Nord canadien.

Le budget de l'Office pour l'exercice financier de 1984-1985 s'élève à 25,3 millions de dollars et le nombre d'années-personnes à 458.

Comités permanents et groupes de travail

L'Office attribue une grande partie de ses travaux permanents de réglementation à cinq comités permanents composés chacun d'un quorum de trois membres de l'Office. En outre, certains membres et cadres supérieurs de l'Office participent aux travaux de comités qui traitent de questions se rapportant soit à la réglementation soit à la gestion interne de l'Office.

Le comité permanent renvoit devant le conseil des membres de l'Office toute question qui traite de politique générale ou qui requiert la tenue d'une audience publique. À l'exception des fonctions déjà décrites, les comités permanents ne délivrent ni ne modifient des certificats ou des licences, et ils ne peuvent pas décider des questions qui nécessiteraient la tenue d'une audience publique.

Comité permanent du pétrole

Membres	Responsabilités
J.R. Hardie J.R. Jenkins R.B. Horner W.G. Stewart	Délivrer des licences pour l'exportation de pétrole et de produits pétroliers pour une période de moins d'un an.[1] Le comité permanent délivre des ordonnances pour les mouvements et les répartitions interprovinciaux du pétrole brut de l'ouest du Canada et pour les échanges, des licences pour l'importation de mazout lourd au Canada et conseille le Ministre en ce qui concerne les questions énergétiques du domaine pétrolier; il exerce les pouvoirs de l'Office en vertu des Parties de la Loi sur l'administration de l'énergie en ce qui concerne les redevances d'exportation sur le pétrole brut et les produits pétroliers.

Comité permanent du gaz

L.M. Thur R.B. Horner A.B. Gilmour A.D. Hunt	Exercer les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les questions relatives au gaz naturel, au gaz naturel liquéfié, au gaz naturel synthétique, au propane, aux butanes, à l'éthane et à l'éthylène. En outre, ce comité permanent conseille le Ministre en vertu de l'article 22 de la Loi, en matière de prix du gaz naturel exporté.

Comité permanent de l'électricité

J. Farmer J.R. Hardie J.L. Trudel R.F. Brooks	Exercer les pouvoirs de l'Office sur toutes les questions relatives à l'électricité.

Comité permanent des pipelines

J.R. Jenkins A.B. Gilmour W.G. Stewart R.F. Brooks	Exercer les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les questions relatives à la construction, à l'exploitation et à l'entretien des oléoducs et des gazoducs, y compris des considérations d'ordre sécuritaires et environnementales.

Comité permanent de la réglementation financière

A.D. Hunt J.L. Trudel W.G. Stewart J. Farmer	Exercer les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les droits et les tarifs exigés par les sociétés de gazoducs et d'oléoducs relevant de la compétence de l'Office.

---

1. Le comité permanent peut délivrer une licence de plus d'une année sans la tenue d'une audience publique, en vue de l'exportation de produits pétroliers, aux termes d'une entente sur le traitement de pétrole brut importé. Le comité permanent peut également délivrer, sans la tenue d'une audience publique et sans l'approbation du gouverneur en conseil, une licence d'une durée de moins de deux ans pour l'exportation de pétrole brut lourd.

Nota:

1. Le premier membre nommé de chaque comité permanent est le président du comité permanent et le quatrième, est le membre suppléant.
2. Le Président est membre d'office de tous les comités permanents et comités.

Les comités de l'Office étudient et passent en revue les questions d'intérêt qui n'entrent pas dans les responsabilités directes des divers comités permanents.

Comité exécutif

Membres	Responsabilités
C.G. Edge R.F. Brooks L.M. Thur J. Farmer A.D. Hunt R. St. G. Stephens	Traiter des questions générales à long terme qui touchent l'Office.

Comité de vérification interne

C.G. Edge R.F. Brooks L.M. Thur R. St. G. Stephens	Faire la revue des opérations de l'Office afin de s'assurer qu'elles sont administrées de façon efficiente, économique et efficace.

Comité du processus de réglementation

R.F. Brooks L.M. Thur G. Yorke Slader F.H. Lamar	Examiner et passer en revue tous les aspects du processus de réglementation et recommander à l'Office des mesures conçues pour améliorer l'efficacité et l'efficience des règlements.

Nota:

1. Le premier membre nommé de chaque comité est le Président de ce comité.
2. Quatre comités ont été dissous au cours de l'année: le comité des études énergétiques, le comité de la réglementation des pipelines (tarifs), la réglementation des pipelines (construction) et la Commission d'énergie du Nord canadien.

Personnel

Pour l'exercice financier 1984-1985, le budget de l'Office s'élève à 25,3 millions de dollars et le nombre d'années-personnes à 458. Plusieurs changements se sont produits à l'organisation de l'Office en 1984. Le changement le plus remarquable a été la création du poste de directeur général, réglementation pipelinière. On trouvera ci-dessous une brève description des bureaux et des directions de l'Office. Le lecteur qui désire connaître la liste des cadres doit se reporter à l'avant dernière page du présent rapport.

Les responsabilités du **directeur exécutif** comprennent la gestion quotidienne de l'Office, l'acquisition et la répartition de ressources humaines et financières et l'efficience des activités et des opérations de l'Office.

Le **directeur de la planification** est chargé de renforcer l'efficacité du soutien administratif, de la coordination et de l'administration des politiques et de la prestation de conseils et de services dans le domaine des finances, de l'administration générale et de la sécurité.

Le **directeur général des études énergétiques** est chargé d'assurer la coordination efficace et la synthèse de toutes les questions se rapportant à l'offre, à la demande et aux excédents d'énergie. Il coordonne les études énergétiques importantes et les enquêtes portant sur l'offre, la demande et l'excédent d'énergie en vertu de la Partie II de la Loi sur l'ONÉ. Il est chargé d'assurer l'intégration des systèmes et des services d'information et de traitement pour l'Office.

La **Direction de l'économique** fournit des conseils à l'Office sur les questions d'ordre économique et socio-économique. Elle gère un service de statistiques en matière d'énergie. Elle prépare des analyses des incidences que peuvent avoir les projets énergétiques proposés sur l'économie canadienne et sur celle des régions. Elle étudie également les répercussions socio-économiques de tels projets.

La **Direction des approvisionnements énergétiques** est chargée de conseiller l'Office sur les questions d'exploration, de forage et de production, des prévisions sur les tendances de l'approvisionnement du pétrole et du gaz à partir des sources classiques, des sables pétrolifères, des sources synthétiques et des régions pionnières. La Direction calcule de façon indépendante les réserves et la possibilité de livraison du gaz de même que les réserves et le potentiel de production de pétrole. Le bureau de Calgary de la Direction se charge du calcul, pour chaque gisement, des réserves de gaz et de pétrole.

La **Direction du développement des systèmes** est chargée des services des systèmes informatiques et du soutien en matière de traitement des données et des textes auprès de l'Office, y compris des services de consultation sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des

données, la conception et la mise au point de programmes. Elle fournit des services de consultation sur les techniques de pointe en matière de traitement des données et sur leurs applications pour répondre aux besoins de l'Office.

Le **directeur général, réglementation des pipelines** est chargé de l'intégration de toutes les activités du personnel à l'égard de la réglementation pipelinière. Cela comprend la planification et la coordination du travail de tous les employés touchant la réglementation des oléoducs et des gazoducs et couvre la conception, la construction, l'exploitation, la sécurité et les questions environnementales.

La **Direction de l'environnement et des emprises** est chargé de la protection de l'environnement et de l'administration des acquisitions de terrains pour les pipelines et les lignes internationales de transport d'électricité. La Direction évalue des mémoires provenant de propriétaires fonciers touchés à l'égard du tracé détaillé de ces installations, elle vérifie la justesse des acquisitions des emprises et évalue les exigences techniques en matière de croisement des pipelines par des tiers.

La **Direction du génie et des opérations des pipelines** est principalement chargée des certificats en matière de pipelines, délivrés en vertu de la Loi sur l'ONÉ et de la réglementation de toutes les installations pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office à l'égard des questions de sécurité. La Direction est la principale source consultative auprès de l'Office sur les coûts en capital et d'exploitation, le génie et les canalisations.

La **Direction de la réglementation financière** est principalement chargée des taux, droits et tarifs, des conseils financiers, de la vérification des redevances d'exportation de pétrole et des frais de transport en vertu de domaines précis de la Loi sur l'ONÉ et de la Loi sur l'administration de l'énergie. Elle est également chargée de la vérification des comptes des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office et de la surveillance du rendement économique des pipelines.

La **Direction de l'électricité** est chargée de la délivrance de licences d'exportation d'électricité, des certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité, de même que de la surveillance réglementaire. Cette Direction prépare également des prévisions de l'offre et de la demande en électricité pour les utiliser lors des requêtes en matière d'électricité ou autres. Elle surveille la situation du marché américain de l'électricité et donne des conseils à l'Office sur les questions se rapportant à la production, au transport, à la vente et à l'échange d'électricité relevant de la compétence du gouvernement fédéral.

La **Direction du gaz** est le point central de toutes les activités de réglementation relatives au gaz et aux produits du gaz, notamment la délivrance de licences pour les exportations de gaz et de produits gaziers. La Direction est aussi chargée de la surveillance et du contrôle de toutes les questions associées aux obligations de l'Office dans le cadre de l'administration des prix du gaz canadien en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie.

La **Direction du pétrole** est chargée de fournir des conseils dans le domaine général des questions énergétiques liées au pétrole, y compris les redevances d'exportation, l'octroi de licences d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers, le contrôle des échanges internationaux de pétrole, la répartition du pétrole brut canadien et la question des marchés pétroliers, du traitement et de la distribution du pétrole et l'équilibre à court terme de l'offre et de la demande pour les charges d'alimentation et les produits pétroliers.

La **Direction du contentieux** est chargée de fournir des conseils juridiques à l'Office. Les conseillers juridiques représentent l'Office au cours des audiences publiques et devant les tribunaux.

Le **Bureau du Secrétaire** reçoit toutes les requêtes et les mémoires et en coordonne l'étude par l'Office. Le Secrétaire ou son délégué délivre tous les instruments de réglementation (certificats, licences, ordonnances, approbation).

Le Bureau du Secrétaire est également chargé de conseiller l'Office sur le calendrier des audiences. De même, il prend toutes les dispositions administratives pour la tenue d'audiences.

Le Bureau du Secrétaire fournit également un service de relations avec les médias et de relations publiques, un centre d'information bibliothèque et des services de publication. Il coordonne la traduction de tous les documents en collaboration avec le Secrétariat d'État.

25 années — Audiences et enquêtes publiques

Audience de l'Office en cours (Photo: ONÉ)

En 1984, l'Office a mené en totalité ou en partie 18 audiences et enquêtes publiques de Vancouver (Colombie-Britannique) à Montréal (Québec), ce qui a représenté au total 120 jours d'audiences.

Voici un résumé des importantes décisions rendues en 1984 à la suite de ces audiences publiques.

Exportation d'électricité

Hydro-Québec (PASNY)

En automne 1983, l'Office a tenu une audience publique sur une requête déposée par Hydro-Québec en vue de l'obtention de licences d'exportation d'électricité à la Power Authority of the State of New York (PASNY) et à la Niagara Mohawk Power Corporation (NMPC).

En mars 1984, l'Office a publié ses motifs de décision et a délivré six licences relatives à des exportations d'électricité à PASNY et à NMPC. La quantité maximum d'électricité qui peut être exportée en vertu des six licences combinées est d'environ 24 000 gigawatts-heures par année.

Le 5 avril 1984, Newfoundland and Labrador Hydro a demandé un réexamen de la partie de la décision de l'Office autorisant les exportations à PASNY. Dans ses motifs de décision publiés en juin 1984, l'Office a rejeté cette requête.

Environ 18 audiences publiques ont été tenues, soit au total 120 jours d'audiences.

British Columbia Hydro and Power Authority

En mars, l'Office a tenu une audience publique sur une requête de British Columbia Hydro and Power Authority en vue d'obtenir trois licences d'exportation d'électricité aux États-Unis pour une période de six ans, à compter du 1er octobre 1984.

En août, l'Office a diffusé ses motifs de décision dans lesquels il approuvait la délivrance

de trois licences en matière d'électricité. Ces licences autorisaient, entre autres, l'exportation d'une quantité maximum de 15 000 gigawatts-heures par année pour six ans dans le nord-ouest des États-Unis et à la ville de Los Angeles.

Canadian Niagara Power Company, Limited

La requête de la Canadian Niagara a fait l'objet d'une audience publique à Ottawa en avril.

En mai, l'Office a délivré ses motifs de décision approuvant la délivrance d'une licence d'exportation d'une durée de cinq ans, du 1er octobre 1984 au 30 septembre 1989, à la Canadian Niagara Power Company Limited.

La licence permet à la Canadian Niagara d'exporter de l'électricité jusqu'à un maximum de 500 gigawatts-heures au cours de toute période consécutive de douze mois pour toute la durée de la licence.

St. Lawrence Power Company

La requête de la St. Lawrence a fait l'objet d'une audience publique tenue en avril à Ottawa.

En mai, l'Office a délivré ses motifs de décision approuvant trois licences d'exportation à St. Lawrence Power Company pour une durée de cinq ans, du 1er juillet 1984 au 30 juin 1989.

Deux licences permettaient à la St. Lawrence d'exporter de la puissance et de l'énergie pour retour simultané au Canada. La troisième autorisait l'exportation de 150 gigawatts-heures par année de puissance et d'énergie à l'État de New York.

Hydro-Québec (NEPOOL)

En septembre, à la suite d'une audience publique tenue à Montréal en mai, l'Office a publié ses motifs de décision sur une requête déposée par Hydro-Québec en vue d'obtenir un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité de 450 kilovolts de courant direct, et en vue d'obtenir des licences d'exportation d'électricité à la New England Power Pool (NEPOOL) aux États-Unis.

Les principaux éléments de la décision de l'Office sont les suivants:

- l'Office a approuvé trois licences et des modifications à des licences existantes pour autoriser l'exportation de puissance et d'énergie à la New England Power Pool pour des durées maximales de 16 ans, s'élevant à environ 7 000 gigawatts-heures par année jusqu'en 1995 et à 4 000 gigawatts-heures par année par la suite.
- l'Office a délivré un certificat de commodité et de nécessité publiques autorisant la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité allant de la sous-station Des Cantons près de Sherbrooke à la sous-station de Comerford près de la frontière Vermont-New Hampshire.

Maritime Electric Company Limited

En 1982, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CEENB) s'est vue accorder trois licences d'exportation d'électricité à Maine Electric Power Company, Maine Public Service Company, Eastern Maine Electric Cooperative et Central Maine Power Company.

Pendant neuf jours en juillet, août et octobre 1984, l'Office a tenu une audience publique sur une requête déposée par Maritime Electric Company Limited (MEC) et sur une contre-requête déposée par CEENB. Les deux requêtes traitaient de la question des modalités et plus particulièrement du prix auquel l'énergie dont l'exportation est proposée par la CEENB à l'État du Maine en vertu des licences approuvées, devrait être offerte à Maritime Electric.

Dans sa requête, MEC demandait que l'Office ordonne à CEENB d'offrir à MEC une partie de l'énergie qu'elle exporte actuellement aux services publics américains en vertu de modalités, notamment le prix, aussi favorables, que celles dont profite la société américaine (après que des ajustements appropriés auront été faits pour tenir compte des différences dans le coût de livraison).

L'Office publiera ses motifs de décision au début de 1985.

Hydro-Québec (Vermont)

En octobre 1984, l'Office a tenu une audience publique à Montréal (Québec) relative à une requête d'Hydro-Québec en vue de l'obtention de deux licences pour l'exportation de puissance et d'énergie à l'État du Vermont et pour obtenir

un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité de la sous-station de Bedford, dans les cantons de l'Est, jusqu'à la frontière internationale.

L'Office s'attend à publier ses motifs de décision au début de 1985.

Manitoba Hydro

En novembre, l'Office a tenu une audience publique à Winnipeg (Manitoba) sur une requête déposée par Manitoba Hydro en vue d'obtenir une licence autorisant l'exportation d'électricité à la Northern States Power Company, qui fournit de l'électricité aux États du centre-nord des États-Unis.

Les motifs de décision de l'Office devraient être publiés au début de 1985.

Droits et tarifs

Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

À la suite d'une audience publique tenue en janvier et en février, l'Office a publié en mai ses motifs de décision relative à une requête déposée par la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) en vue d'obtenir des ordonnances pour augmenter, à compter du 1er janvier 1984, les droits exigés pour le transport de gaz naturel dans son gazoduc, de Montréal à Québec.

L'Office a accordé une augmentation.

Pipe Line Interprovincial Limitée

À la suite d'une audience publique tenue en novembre 1983, l'Office a publié en mars sa décision relative à une requête déposée par la société Pipe Line Interprovincial Limitée (PIL) à l'égard des droits et tarifs que peut exiger PIL pour le transport de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides en 1984.

La canalisation de PIL comprend l'ancien réseau, qui va d'Edmonton à Sarnia et le prolongement de Montréal, qui va de Sarnia à Montréal. Traditionnellement, les droits ont été établis séparément pour les deux sections.

L'Office, dans ses motifs de décision, a ordonné à la société d'établir ses droits de 1984 au moyen d'une structure tarifaire intégrée en vertu de laquelle les droits seraient calculés à partir des besoins de recettes de tout le réseau intégré.

L'Office a délivré une ordonnance approuvant de nouveaux droits et tarifs à compter du 1er mai 1984.

Westcoast Transmission Company Limited—Méthode de réglementation des droits

En novembre et décembre 1984, l'Office a tenu une audience publique pour étudier la méthode de réglementation des droits de Westcoast Transmission Company Limited et pour étudier certaines questions additionnelles relatives aux droits. Cela constituait la première révision importante de la méthode d'établissement des droits de la Westcoast depuis l'audience de 1978.

L'Office publiera ses motifs de décision au début de 1985.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

L'Office a tenu une audience publique en mai et juin pour étudier les tarifs et les droits que pourra exiger Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. pour le transport du gaz naturel dans les tronçons dits construits au préalable du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska.

En octobre, l'Office a publié ses motifs de décision et une ordonnance relative aux droits traitant d'une vaste gamme de questions financières. Les principales décisions avaient pour but d'accorder à la société:

- Le droit de récupérer un dépassement de 1,4 million de dollars dans ses dépenses d'exploitation et d'entretien en 1983.
- Un budget d'exploitation et d'entretien de 26 millions de dollars en 1984.
- L'inclusion à la base des taux des dépenses de construction encourues en 1982 et 1983 s'élevant à 339 millions de dollars au total.
- Un ajustement ponctuel pour 25,8 millions de dollars à la base des taux permettant le taux incitatif de rendement auquel la société avait droit, parce qu'elle avait réussi à maintenir ses coûts de construction à un bas niveau.
- Le maintien d'un taux de rendement sur les avoirs communs de 16 pour cent.

TransCanada PipeLines Limited

À la suite d'une audience publique tenue en avril et en mai, l'Office a publié sa décision en juillet, relative à une requête déposée par TransCanada PipeLines Limited en vue d'augmenter ses droits pour le transport du gaz naturel en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec à compter du 1er août 1984.

Les principales décisions accordaient à la société:

- Une augmentation de 4,2 pour cent des droits pour le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et une augmentation de l'ordre de 3,5 à 4,5 pour cent ailleurs.
- Une base de tarification de 2,5 milliards de dollars.
- Un taux de rendement sur la base des taux de 14,5 pour cent.
- Un taux de rendement sur les avoirs communs de 15,5 pour cent et un ratio d'autonomie financière sensé de 30 pour cent.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

La société Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a demandé en septembre l'approbation de nouveaux droits exigibles pour le transport de pétrole.

L'Office prévoit entendre cette requête au début de 1985.

Prix négocié d'exportation du gaz naturel

Le 13 juillet 1984, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé une modification à la politique d'établissement du prix des exportations de gaz naturel à compter du 1er novembre 1984 pour permettre aux acheteurs et vendeurs de négocier les prix d'exportation. En vertu de cette nouvelle politique, ces prix négogiés font l'objet de révision par l'Office national de l'énergie en tenant compte des critères annoncés par le Ministre.

En résultat, l'Office a reçu plusieurs requêtes, soit en vue d'obtenir des ordonnances à court terme d'exportation en vertu de prix négociés, soit pour obtenir des modifications aux modalités d'établissement du prix ou autres des contrats qui sous-tendent les licences existantes.

L'Office a pour pratique d'inviter les parties intéressées à fournir des commentaires sur les requêtes et de tenir une audience, au besoin. Aucune requête relative à des ordonnances d'exportation de gaz à court terme n'a nécessité d'audience publique.

Alberta and Southern Gas Co. Ltd., TransCanada PipeLines Limited, ProGas Limited, Sulpetro Ltd., Westcoast Transmission Company Limited, Pan-Alberta Gas Ltd.

En automne, l'Office a tenu des audiences d'une journée, relatives à des requêtes déposées par Alberta and Southern Gas Co. Ltd., TransCanada PipeLines Limited et Westcoast Transmission Company Limited pour l'approbation de contrats de vente de gaz renégociés. Les parties intéressées n'ayant pas exprimé d'inquiétudes majeures quant aux requêtes déposées par Pan-Alberta Gas Ltd., ProGas Limited et Sulpetro Ltd., il a été décidé de ne pas tenir d'audience à cet égard.

En novembre, l'Office a publié huit motifs de décision, modifiant vingt-deux licences d'exportation de gaz pour préciser le nouveau prix négocié contenu dans des modifications aux contrats pertinents de vente au gaz.

Autres audiences

Shell Canada Limitée

En octobre, l'Office a tenu une audience publique relative à une requête déposée par Shell Canada Limitée en vue d'obtenir des ordonnances qui exigeraient qu'Air Canada, Nordair Ltd., Québecair et Pacific Western Airlines payent Shell Canada pour le combustible aviation turbine utilisé entre février 1982 et avril 1983.

L'Office publiera ses motifs de décision en janvier 1985.[1]

Gulf Canada Limitée - Ordonnance

En novembre, l'Office a tenu une audience publique relative à une requête déposée par Gulf Canada Limitée qui demandait à l'Office national

1. L'Office a publié ses motifs de décision en janvier 1985.

de l'énergie d'ordonner à Trans Mountain Pipe Line Ltd. de recevoir, transporter et livrer sans délai, des quantités mensuelles données d'essence et de distillats moyens d'Edmonton (Alberta) à Kamloops (Colombie-Britannique).

L'Office publiera ses motifs de décision en janvier 1985.[1]

Audiences ajournées

TransCanada PipeLines Limited—Méthode de réglementation des droits

En octobre et novembre 1984, l'Office a tenu une audience publique pour étudier la méthode de réglementation des droits de TransCanada. Il s'agit de la première révision de la méthode d'établissement des droits de TransCanada depuis la première audience en 1971.

Le 14 novembre 1984, l'audience a été ajournée pour permettre à TransCanada de déposer des renseignements supplémentaires sur la conception des taux, compte tenu des hypothèses différentes de tarification. L'audience devrait reprendre en février 1985.

Pipe Line Interprovincial Limitée—Installations de propane

Le canton de Flamborough en Ontario a demandé, en juin 1983, la révision d'une décision de l'Office permettant à Pipe Line Interprovincial Limitée de situer des installations de terminal de propane dans la région de Flamborough. La section questions juridiques contient une étude détaillée sur ce sujet.

Corporation GNL du Canada—Projet GNL de l'Ouest

En juin, Dome Petroleum Limited a renoncé à son rôle de gestionnaire du projet GNL de l'Ouest. Par la suite, la corporation GNL du Canada a été créé pour gérer tous les aspects du projet. La nouvelle société comprend Dome, Union Oil Company of Canada Ltd., NIC Resources Inc. et Suncor Inc. Resources Group.

À la suite d'une requête de la Corporation GNL du Canada déposée en septembre, l'Office a approuvé:

- L'attribution de la requête de Dome en vue de la construction et de l'exploitation d'installations de fabrication de gaz naturel liquéfié pour exportation au Japon.
- L'attribution de la requête de Westcoast Transmission Company Limited pour la construction d'installations connexes de pipelines.
- L'attribution de la licence GL-76 de la Dome qui autorise l'exportation de GNL au Japon.

Cette audience est ajournée en attendant la réception de renseignements supplémentaires à l'appui de la requête.

Projet pilote de l'Arctique

En mars, l'Office a informé les promoteurs du projet pilote de l'Arctique et les parties intéressées qu'il étudiait la question de savoir si la requête de la PPA pour la construction d'un gazoduc de gaz naturel et d'une usine de liquéfaction dans l'Île Melville dans l'Arctique devrait être rejetée et il invitait le dépôt d'autres mémoires sur cette question. Par la suite, l'entente conclue par la PPA avec ses acheteurs américains a expiré et les promoteurs du projet ont déclaré qu'ils n'avaient pas l'intention de prolonger ces ententes. De plus, l'échéancier de conclusion des ententes avec les acheteurs européens potentiels avait été repoussé à une date indéterminée en 1985. C'est pourquoi, l'Office a rejeté la requête en août 1984.

Audiences en attente

Murphy Oil Company Ltd.—Certificat

Murphy Oil Company Ltd. a demandé en décembre un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction d'un oléoduc de pétrole brut de 45 kilomètres de Wrentham (Alberta) à Milk River (Alberta).

L'Office a prévu que l'audience aurait lieu en février 1985.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.—Installations de produits pétroliers

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a déposé, en novembre, une requête en vue d'obtenir une ordonnance pour améliorer son réseau d'oléoducs de pétrole brut existant et

1. L'Office a publié ses motifs de décision en janvier 1985.

pour la construction de canalisations, de réservoirs et d'autres installations.[1]

TransCanada PipeLines Limited - Certificat

TransCanada PipeLines Limited a déposé en mai une requête en vue d'obtenir un certificat pour la construction d'installations additionnelles requises pour livrer des exportations supplémentaires de gaz à Niagara Falls (Ontario). Elle a également proposé que Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. livre les exportations additionnelles vers le Mid-ouest des États-Unis à Monchy en Saskatchewan.

L'Office devrait entendre cette requête en 1985.

Polar Gas Limited—Certificat

Polar Gas Limited a déposé en juin une requête en vue d'obtenir un certificat autorisant la construction d'un gazoduc de gaz naturel de 2 145 kilomètres du delta du Mackenzie à Edson (Alberta). Le pipeline transporterait 21,1 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour vers les marchés des États-Unis.

Enquêtes

TransCanada PipeLines Limited—Enquête sur un accident survenu à la station de comptage des ventes Liebenthal

En septembre 1983, un accident s'est produit sur le réseau de TransCanada PipeLine, à la station de comptage des ventes de Liebenthal (Saskatchewan). Un employé y a trouvé la mort et un autre a été blessé.

À la suite d'une enquête publique tenue en décembre 1983, l'Office a déterminé que l'accident avait probablement été causé parce qu'un employé n'avait pas suivi les procédures d'exploitation de la société pour le travail sur la canalisation sous pression, mais l'Office a ordonné à la TransCanada de prendre les mesures pour installer un appareil d'avertissement positif sur le module de mesurage.

1. L'audience ne devrait pas commencer avant le 9 avril 1985.

Westcoast Transmission Company Limited—Enquête sur un accident su l'usine de gaz Fort Nelson (Colombie-Britannique)

En novembre, l'Office a effectué une enquête sur un accident survenu en juillet à l'usine de gaz naturel de Westcoast Transmission Company Limited près de Fort Nelson en Colombie-Britannique. Un employé a trouvé la mort dans cet accident.

Le rapport de l'Office sur les causes de l'accident et ses recommandations en vue de réduire le risque que cet accident se reproduise seront publiées en janvier 1985.[1]

Commission d'énergie du Nord canadien—Enquête

En avril, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, à la demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord a demandé à l'Office national de l'énergie de faire une enquête sur la base des taux, les besoins de recettes et la conception des taux d'électricité pour chaque zone de taux de la Commission d'énergie du nord canadien dans les territoires et de lui faire rapport. Cette demande découle d'un rapport que l'Office a publié en octobre 1983 à la suite d'une audience publique dans le Nord.

Le comité d'audience de cinq membres de l'Office qui effectuera l'enquête à Yellowknife et Whitehorse au début de 1985 comprendra deux membres temporaires du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

1. L'Office a publié son rapport en janvier 1985.

25 années – Revue du secteur énergétique

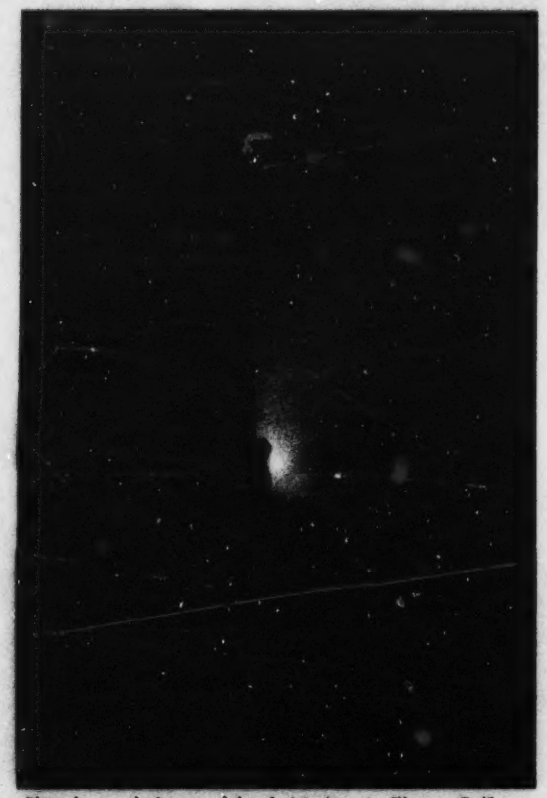


Plate-forme de forage, delta du MacKenzie (Photo: Gulf)

Cette année, les forages d'exploration et d'exploitation au Canada ont à nouveau atteint le niveau record de 1980.

L'offre et la demande

En 1984, la tendance à la baisse des prix mondiaux du pétrole s'est poursuivie, traduisant ainsi le surplus de pétrole sur les marchés mondiaux au cours des quelques dernières années. Le coût moyen du brut importé à Montréal a baissé d'environ 2,5 pour cent par rapport au niveau de l'an dernier. Le prix moyen que paient les Canadiens pour le pétrole importé à Montréal (en dollars canadiens) a toutefois augmenté de 3 pour cent, surtout en raison de la dépréciation du dollar canadien. Les ententes conclues entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux continuent à réglementer le prix du pétrole au pays et aucune révision n'a été apportée à ces contrats au cours de l'année. Le prix à la tête du puits du vieux brut léger traditionnel est demeuré à 187,21 $ le mètre cube, tandis que le ministre des Finances, dans sa déclaration économique du mois de novembre au Parlement augmentait la redevance d'indemnisation de 17,50 $ la portant ainsi à 41,14 $ le mètre cube.

Le prix de gros du gaz naturel au point de livraison à Toronto est demeuré à environ 65 pour cent du prix du pétrole brut au point de raffinerie à Toronto. Une nouvelle politique d'établissement des prix du gaz naturel à l'exportation est entrée en vigueur le 1er novembre 1984. Cette politique permet des prix négociés entre les exportateurs et leurs clients, sous réserve de critères établis, notamment un prix plancher établi en fonction du point de livraison à Toronto.

Après trois années consécutives de diminution de la consommation totale de l'énergie, la consommation de tous les principaux combustibles a augmenté en 1984. La consommation de gaz naturel a augmenté d'environ 10 pour cent, provoquée par

d'imposantes augmentations de la demande sur le marché du Québec à la suite de l'expansion constante de la zone de service. La croissance de l'utilisation d'autres combustibles a été plus modeste. La demande nationale de produits pétroliers raffinés a augmenté d'environ 1 pour cent en 1984, ce qui constitue la première augmentation depuis 1979. La demande d'électricité a augmenté d'environ 7 pour cent en 1984.

Tableau 1

Consommation d'énergie primaire au Canada[1]
(Pétajoules)

	1982	1983(p)	1984(e)
Pétrole[2]	3 374,7	3 160,2	3 187,9
Gaz naturel[3]	1 798,8	1 847,7	2 039,0
Hydro-électricité[4]	2 494,9	2 524,6	2 625,9
Électricité nucléaire[4]	418,3	502,5	549,1
Charbon	895,9	926,0	1 014,0
Renouvelable	470,0	503,5	519,0
Total pour le Canada	**9 452,6**	**9 464,5**	**9 934,9**

(p) préliminaire
(e) estimation

1. Comprend l'utilisation non énergétique, l'auto-utilisateur et les conversions.
2. Comprend les GPL.
3. À l'exception du retraitement.
4. Conversion utilisant un facteur de 10,5 pétajoules par terawatt-heure. Ceci suppose que la quantité d'énergie primaire associée à l'électricité hydraulique et nucléaire est la quantité qui serait nécessaire en utilisant des combustibles fossiles.

   Si l'énergie était convertie en utilisant le contenu calorifique de la production d'électricité (3,6 pétajoules par terawatt-heure), le total serait:

1982	1983(p)	1984(e)
994,3	1 033,1	1 083,6

La production totale de pétrole brut national et d'équivalents s'est élevée en moyenne à 242 371 mètres cubes par jour en 1984, soit une augmentation de 5 pour cent par rapport à 1983. Les principaux facteurs qui ont contribué à cette augmentation étaient l'accroissement des exportations de pétrole et la poursuite de l'exploitation de ressources de pétrole lourd. Contrairement aux années précédentes, la production a été maintenue tout près des niveaux de capacité. Cette réduction de la capacité de production non utilisée provenait en partie de la décision de l'Office en 1983 de délivrer annuellement des licences à l'exportation de pétrole brut lourd et d'exportation de pétrole brut léger à court terme. Les exportations de pétrole brut se sont élevées au total à 702 pétajoules en 1984, soit une augmentation de 17 pour cent par rapport à 1983.

La production totale de gaz naturel a également connu une augmentation substantielle, soit environ 9 pour cent en 1984, renversant la baisse de l'année précédente. Au Canada, la consommation a augmenté de 10 pour cent et les exportations, de 6 pour cent.

La capacité totale installée de production d'électricité nette totale du Canada a augmenté d'environ 5 pour cent par rapport à 1983, pour atteindre 85 500 mégawatts. Les ventes d'électricité à l'exportations ont augmenté d'environ 2 pour cent par rapport à l'année précédente.

La balance commerciale énergétique canadienne totale a augmenté de 5 pour cent pour atteindre 1 413 pétajoules. Le gaz naturel

Tableau 2

Balance commerciale du Canada en pétrole, gaz et électricité
(Pétajoules)

	1982	1983(p)	1984(e)
Exportations			
Pétrole[1]	797,9	1 051,2	1 171,5
Gaz naturel	850,1	770,6	809,4
Électricité[2]	118,7	132,9	135,3
Total	1 766,7	1 954,7	2 116,2
Importations			
Pétrole	717,5	613,7	701,1
Gaz naturel	0,2	0,1	0,1
Électricité[2]	1,0	0,8	1,0
Total	718,7	614,6	702,2
Exportations nettes Total	**1 048,0**	**1 340,1**	**1 414,0**

(p) préliminaire
(e) estimation

1. Comprend les produits pétroliers. À l'exception des échanges entre le Canada et les États-Unis.
2. L'électricité est convertie à 3,6 pétajoules par terawatt-heure en fonction de la teneur calorifique de la production d'électricité. À l'exception des échanges entre le Canada et les États-Unis.

constituait environ la moitié des exportations nettes. Le pétrole et l'électricité se partageaient presque également le reste des exportations nettes.

Les recettes nettes d'exportation provenant du commerce de l'énergie s'élevaient à 8,1 milliards de dollars, une augmentation de 9 pour cent par rapport à l'année précédente (tableau 2). Le gaz naturel comptait pour 3,9 milliards, tandis que le pétrole et l'électricité représentaient 2,8 milliards et 1,4 milliard de dollars respectivement (tableau 3).

Tableau 3

Balance commerciale du Canada[1] en pétrole, gaz et électricité (millions de dollars)

	1982	1983(p)	1984(e)
Exportations			
Pétrole[2]	4 410,7	5 876,0	7 071,8
Gaz naturel	4 807,6	3 940,8	3 920,3
Électricité	1 105,9	1 248,6	1 376,0
Total	10 324,2	11 065,4	12 368,1
Importations			
Pétrole[2]	4 538,7	3 602,1	4 242,1
Gaz naturel	1,0	0,8	0,6
Électricité	5,4	5,7	9,6
Total	4 545,1	3 608,6	4 252,3
Exportations nettes Total	**5 779,1**	**7 456,8**	**8 115,8**

(p) préliminaire
(e) estimation

1. À l'exception des échanges entre le Canada et les États-Unis.
2. Comprend les produits pétroliers.

Les travaux d'exploration et d'exploitation

Les travaux de forage d'exploration et d'exploitation au Canada en 1984 ont à nouveau atteint le niveau record établi en 1980. Au cours de l'année, environ 9 200 puits ont été forés, dont tous, sauf les 118 puits forés dans les zones pionnières, se trouvaient dans les zones traditionnelles de production des provinces de l'ouest et de l'Ontario. Des 9 200 puits forés en 1984, 2 800 étaient des puits d'exploration. De ces derniers, 38 pour cent des puits de pétrole et 24 pour cent des puits de gaz ont donné de bons résultats. Le tableau 4 donne une ventilation régionale des activités de forage.

Les effets combinés d'un marché d'exportation du gaz constamment faible, du nouveau prix de référence du pétrole (NPRP) et de l'exemption temporaire du versement de redevances pour les puits de découverte se sont traduits par l'accent continuel mis par l'industrie sur l'exploration et l'exploitation de pétrole, dans les zones de production traditionnelle.

Les activités d'exploration et d'exploitation associées aux ressources pétrolières découvertes dans la mer de Beaufort et sur les Grands Bancs, les ressources de gaz découvertes près de l'Île de Sable et l'exploitation du gisement pétrolifère de Norman Wells ont permis que les activités de forage dans les zones pionnières se maintiennent environ au même niveau qu'en 1983.

On trouvera ci-dessous un contre rendu détaillé des travaux de forage importants entrepris en 1984. (Les emplacements sont indiqués sur la carte ci-jointe, figure 1).

Tableau 4

Activités de forage par région (nombre de puits forés)

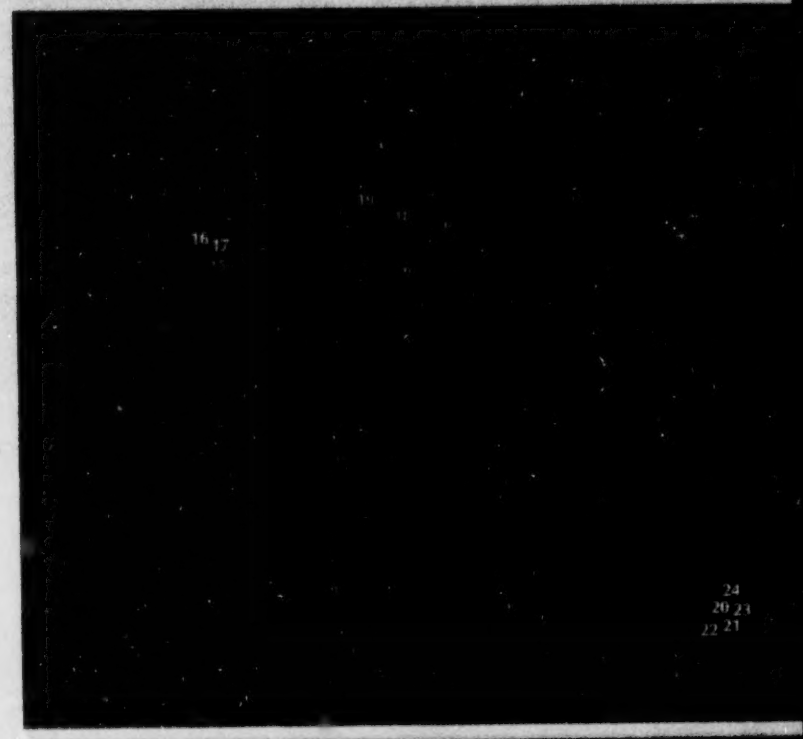
	1983	1984
Colombie-Britannique	71	183
Alberta	4 800	5 573
Saskatchewan	1 800	2 904
Manitoba	250	250
Sud du Yukon et Territoires du Nord-Ouest continentaux	62	79
Ontario	169	162
Delta du MacKenzie/mer de Beaufort	5	11
Archipel Arctique	5	4
Large de la côte est		
Plateau continental de la N.-É.	11	13
Grands Bancs	5	10
Plateau continental du Labrador	4	1
Total du Canada	**7 182**	**9 198**

Colombie-Britannique

Après deux années consécutives de diminution des activités de forage, 1984 a marqué une reprise en Colombie-Britannique. Les forages s'effectuaient en majeure partie dans la zone de la découverte de pétrole Desan de 1983 (1) qui représentait plus de la moitié des puits forés de la province. La région de Fort St. John (2) a également connu une activité considérable de forage de puits de pétrole. Des travaux d'exploration s'effectuent dans la partie sud-est de la province (3) en vue de trouver du bioxyde de carbone devant servir au projet de récupération assistée de pétrole.

Alberta

L'augmentation des travaux de forage dans le nord-ouest et le centre-ouest s'est concentrée dans des zones de production de pétrole connues (4 à 9) où de petites ou moyennes accumulations de pétrole éparpillées ont contribué de façon importante au niveau des réserves et de production du pétrole de l'Alberta. Les régions de pétrole lourd et de bitumes de Lloydminster (10) et de Cold Lake (11) ont connu des activités considérables de forage.



Saskatchewan

Pour la deuxième année consécutive, un niveau record de forage a été établi en Saskatchewan. Plusieurs facteurs tels que des modifications aux redevances pétrolières provinciales et à la réglementation fiscale, une augmentation des prix du gaz naturel, l'objectif de la province de produire une plus grande partie du gaz naturel qu'elle utilise, plus une forte demande d'exportation pour le pétrole lourd, ont stimulé l'activité de forage. Comme au cours des années précédentes, le forage s'est concentré dans la zone de pétrole lourd du centre-ouest de la Saskatchewan (12) et dans la partie sud-ouest de la province où ont été exploitées des réserves de gaz peu profondes. La recherche de pétrole léger a également été la source d'une activité de forage considérable dans le sud-est de la Saskatchewan.

Manitoba

Les activités de forage au Manitoba se sont poursuivies à environ au même niveau qu'en 1983 et les activités se sont concentrées dans l'exploitation de réserves pétrolières de la partie sud-ouest de la province à Daly, Virden, Pierson et Waskada (14).

Le Yukon et la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest

La mise en valeur du champ pétrolifère de Norman Wells dans le but d'un programme d'injection d'eau a rendu possible le forage de 68 puits en 1984.

Ailleurs sur la partie continentale, 15 puits ont été forés; de ce nombre, 11 se sont avérés stériles tandis que le forage des autres a été suspendu et ils feront l'objet d'essai plus tard.

Unité de forage conique flotante dans la mer de Beaufort (Photo: Mobil)

Delta du Mackenzie - Mer de Beaufort

Dans la péninsule Tuk, le forage de deux puits a été terminé et l'un d'entre eux, Esso et al Tuk M-09 (15) a été classé comme découverte de gaz.

Au large des côtes, dans la mer de Beaufort, Gulf Canada Resources Inc. et ses partenaires ont fait l'essai du pétrole du puits Pitsiulak A-05 (15) et du pétrole et du gaz provenant du puits Amauligak J-44 (17). La troisième découverte dans la mer de Beaufort en 1984 fut celle du puits Esso Kadluk 0-07 (16) qui a récupéré du gaz au cours du programme d'essai.

Archipel Arctique

Panarctic Oils Ltd. a foré deux puits d'exploration et deux puits de délimitation en 1984. Quoique les deux puits d'exploration aient été abandonnés, l'un d'eux, le Buckingham 0-68 (18) a permis de récupérer une petite quantité de pétrole. L'un des deux puits de délimitation était à sec et l'autre, Skate C-59(19), a fait l'essai du gaz provenant de la même formation qui a récupéré des hydrocarbures dans le puits de découverte.

Au large de la côte est

Sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, les forages de délimitation se sont poursuivis dans le gisement Venture (20) et dans la zone avoisinante. Le puits Mobil et al Venture H-22, qui est le quatrième puits de délimitation sur cette structure, a permis de définir les limites orientales du gisement.

Au cours de cette année, trois puits ont été forés par battage sur la structure ouest Venture (20), située entre le gisement Venture et la découverte de gaz Olympia de 1982 (20). À la fin de l'année, le puits W. Venture C-62 était toujours en cours de forage, alors qu'au puits Venture N-91 l'exploitant tentait de récupérer une tige de forage qu'il avait laissé échapper dans le puits lorsque s'étaient manifestés des problèmes relatifs à une pression anormale de gaz.

Au sud de l'Île de Sable, Shell Canada Resources Limited a foré un puits de délimitation afin d'évaluer la découverte Glenelg de 1983 (21). À la fin de l'année, le forage d'un deuxième puits de délimitation se poursuivait sur cette structure.

Ailleurs sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, des découvertes de pétrole ont été effectuées à Alma (22), Chebucto (23) et Uniacke (24).

Mobil Oil Canada Ltd. et ses associés ont foré et terminé deux puits de délimitation sur les Grands bancs (25), dans le gisement Hibernia. Jusqu'à présent, dix puits ont été forés dans le gisement Hibernia.

Ailleurs sur les Grands bancs, on a fait l'essai de gaz dans les puits North Dana et Trave; du pétrole a été récupéré du puits Terra Nova et du pétrole et du gaz ont été récupérés à South Mara.

Aucun forage n'a été effectué sur le plateau continental du Labrador en 1984; toutefois les travaux de forage qui avaient été suspendus dans un puits ont repris, puis ont été abandonnés.

Les réserves de pétrole et de gaz naturel

Selon l'Office, les réserves restantes établies de pétrole brut classique s'élevaient au 31 décembre 1983, à 719,0 millions de mètres cubes, soit 16,7 millions de mètres cubes de moins que les estimations du 31 décembre 1982.

Selon l'Office, au 31 décembre 1983, les réserves restantes établies de gaz naturel commercialisables dans les régions productrices classiques s'établissaient à 80,0 exajoules, soit 1,4 exajoule de moins que les prévisions au 31 décembre 1982.

Tableau 5

Estimation des réserves établies de pétrole brut classique au 31 décembre 1983
(millions de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	81,1	22,5
Alberta	1 907,7	550,5
Saskatchewan	399,9	99,7
Manitoba	32,5	10,1
Territoires du N.-O.	39,9	35,4
Ontario	10,1	0,8
Total du Canada	**2 471,2**	**719,0**

Tableau 6

Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1983
(Exajoules)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	16,0	9,6
Alberta	110,5	67,7
Saskatchewan	2,9	1,8
Sud du Yukon et Territoires du N.-O.	0,6	0,4
Ontario et autres régions productrices de l'est du Canada	1,3	0,5
Total	**131,3**	**80,0**
Delta du MacKenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total du Canada	**148,9**	**97,6**

25 années

Revue des activités de l'Office

Emplacement V, Cold Lake (Photo: Esso Resources)

La production et les exportations de pétroles bruts et de gaz naturel ont augmenté, tout comme la production et les exportations d'électricité.

Le pétrole brut et les produits pétroliers

International

En 1984, l'industrie mondiale du pétrole a ressenti pleinement les répercussions de la modification apparemment fondamentale des tendances de la consommation d'énergie, mise en lumière par la faiblesse constante de la demande de produits pétroliers, notamment en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest. Pendant toute l'année, des réductions étendues par rapport au prix "officiel" ou "contractuel" ont eu lieu. Ces réductions, jointes à de très faibles marges pour les raffineurs et à l'extrême fragilité de la structure globale du prix du pétrole brut, ont contribué à la déstabilisation des marchés. L'établissement de prix sur le "marché au comptant" s'est étendu et des distorsions se sont fait jour dans les échelles de prix différentiels qui traduisent traditionnellement les qualités diverses et les valeurs de raffinement concurrentielles des qualités individuelles.

Dans ces conditions, l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), autrefois en position dominante, a perdu une bonne partie de son influence et de sa part du marché. Quoique subsistent effectivement le prix repère de 29 dollars le baril et une certaine cohésion, des divisions ne se sont pas moins manifestées parmi les membres en raison de la divergence des intérêts, d'un manque de discipline à l'égard des quotas de production et de nombreuses réductions de prix cachées (environ la moitié seulement des quantités vendues par l'OPEP en 1984 l'ont été aux prix officiels). Certains producteurs de l'OPEP ont continué à produire du pétrole brut et les teneurs de la mer du Nord et du Texas ont remplacé l'étalon Arab Light OPEP comme prix "repère" dans l'industrie.

Il devint de plus en plus évident que la faiblesse de la demande en pétrole provenait en

partie de facteurs dont les répercussions pourront très bien se faire ressentir pendant des dizaines d'années. Un bon nombre d'initiatives comme les codes d'isolation des bâtiments, la fabrication de véhicules plus petits et un rendement énergétique plus efficaces ne seront pas rappelées ni abandonnées même alors que les prix du pétrole sont plus bas et que la croissance économique s'accélère. D'autres modifications structurales qui touchent le marché comprennent la réduction du nombre de raffineries en activité tandis que les autres fonctionnent avec des inventaires beaucoup plus bas qu'auparavant.

Au Canada

La répartition du pétrole brut léger national, à l'exclusion des mélanges légers acides (MLA) n'a été nécessaire qu'au cours du premier trimestre de 1984. Une forte demande de MLA en a occasionné la répartition pendant sept mois en 1984. En dépit de l'absence relative de répartition nationale, le pétrole léger a été inutilisé seulement deux fois en 1984 (en avril et en août) soit, en moyenne, 900 mètres cubes par jour pour l'année.

Les exportations autorisées de pétrole brut léger national s'élevaient en moyenne à 14 300 mètres cubes par jour en 1984, une augmentation de 64 pour cent par rapport au niveau de 1983. Le programme de subvention des mouvements du pétrole brut léger canadien vers les raffineries de l'Atlantique s'est poursuivi et a donné lieu à des livraisons dans cette région qui sont supérieures de 12 pour cent à celles de 1983, s'élevant en moyenne à 8 300 mètres cubes par jour pour l'année. Les livraisons de pétrole brut national et d'hydrocarbures équivalents aux raffineries canadiennes s'approcheront des niveaux de 1983.

Vers la fin de 1984, la production régulière de pétrole brut léger national et la production accrue du pétrole lourd de l'ouest du Canada ont créé un problème éventuel de capacité sur le réseau de la société Pipeline Interprovincial Limitée (PIL). Afin de réduire cette éventualité, l'Office a encouragé le mélange de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd dans le réseau de PIL de même que le déplacement du pétrole brut national par d'autres moyens, dans le réseau de la PIL.

La production prévue de pétrole brut dans l'ouest du Canada exigera des taux de pompage supérieurs aux capacités existantes de pompage pendant toute l'année 1985. En conséquence, l'Office a approuvé une requête de la PIL pour la construction d'installations qui augmenteront sa capacité durant le quatrième trimestre de 1985.

Au cours de l'année, la demande canadienne des principaux produits pétroliers (essence, distillats moyens, mazout lourd), a diminué de 1,6 pour cent par rapport aux niveaux de 1983, et le Québec et la Colombie-Britannique étaient en tête de cette tendance à la baisse. La demande pour le mazout lourd et l'essence pour moteur a chuté de 9,2 et 1,8 pour cent respectivement; la demande de distillats moyens a augmenté, pour sa part, de 1,2 pour cent. La perte de capacité de raffinage, consécutive à la fermeture par Texaco de sa raffinerie des Prairies, a été plus que compensée par l'ouverture de l'usine de Scotford de Shell d'une capacité d'environ 7 900 mètres cubes par jour.

Les rentrées de brut en raffineries canadiennes étaient d'environ 1,0 pour cent supérieures en 1984 à celles de l'année précédente, quoique la production des raffineries au Québec et dans les Maritimes ait passé d'une moyenne de 77 000 mètres cubes par jour en 1983 à environ 73 000 mètres cubes par jour en 1984. En 1984, les rentrées de brut en raffineries à l'ouest du Québec s'élevaient à 159 000 mètres cubes par jour.

L'Office a continué d'offrir aux représentants de l'industrie et aux cadres des gouvernements fédéral et provinciaux un aperçu mensuel de l'équilibre de l'offre et de la demande au Canada.

Exportations et échanges

En raison de l'augmentation constante de la production et de la demande relativement constante des raffineries canadiennes, les exportations de pétrole brut s'élevaient en moyenne à environ 36 000 mètres cubes par jour pour l'année, une augmentation de 12 pour cent par rapport au niveau de 1983. Les exportations de pétrole brut léger ont également augmenté en 1984, et le volume final devrait être en moyenne de 14 300 mètres cubes par jour.

La demande de pétrole brut canadien des raffineries des États-Unis en échange du pétrole national américain, livré aux raffineries

canadiennes devrait atteindre 930 000 mètres cubes, soit environ le même niveau qu'en 1983. Les échanges de l'est du Canada comportant l'exportation de pétrole brut canadien en retour de quantités de pétrole étranger livré dans l'est du Canada ont augmenté l'an dernier, atteignant approximativement 1 800 000 mètres cubes.

En 1984, l'Office a encouragé les exportations de produits pétroliers afin d'aider à soutenir la production de pétrole brut de l'ouest du Canada, tout en augmentant les débits des raffineries canadiennes et en valorisant une ressource nationale. En résultat, les exportations de produits pétroliers faisant l'objet de licences en 1984 étaient en moyenne de 18 900 mètres cubes par jour, environ 23 pour cent de plus qu'en 1983. Les importations de mazout lourd faisant l'objet de licences se sont élevées en moyenne à environ 3 000 mètres cubes par jour, soit un peu moins qu'en 1983.

À compter du 1er janvier 1984, les redevances d'exportation ont remplacé le remboursement de l'indemnité à l'importation sur les exportations de produits pétroliers de l'est du Canada. En même temps, une redevance a été appliquée aux exportations d'asphalte faisant l'objet d'une licence.

Le partage des recettes

L'Office a continué de gérer un programme visant la péréquation entre la province productrice et le gouvernement fédéral des recettes provenant des redevances d'exportation de pétrole brut. Depuis le début du programme en novembre 1980, des recettes d'environ 987 millions de dollars ont été redistribuées aux provinces productrices. Environ 233 millions de dollars ont été redistribués en 1984.

Tableau 7

Production, importation, exportation du pétrole brut et d'hydrocarbures équivalents
(milliers de mètres cubes par jour)

	1982	1983(p)	1984(e)
Production canadienne	217,7	230,3	242,4
Importations	43,8	34,6	34,7
Exportations	24,8	42,8	49,8

(p) préliminaire
(e) estimation

Le gaz naturel et ses produits dérivés

La production et les ventes de gaz naturel en 1984 ont augmenté par rapport aux niveaux de 1983 en grande partie en raison de l'agrandissement des réseaux de distribution du gaz au Québec et de l'amélioration générale des conditions économiques. Les ventes nettes de gaz naturel au Canada en 1984 ont augmenté de 10 pour cent et les exportations vers les États-Unis, de 4,3 pour cent. En Colombie-Britannique, la production a augmenté de 11 pour cent, tandis qu'en Alberta elle augmentait de 8,4 pour cent par rapport au niveau de production de 1983.

Production et consommation de gaz naturel

En 1984, la production canadienne de gaz naturel commercialisable a augmenté de 5,7 milliards de mètres cubes par rapport au niveau de 1983 de 65,4 milliards de mètres cubes, soit une augmentation de 8,7 pour cent. En 1984, les ventes nettes de gaz naturel au Canada ont augmenté de 4,6 milliards de mètres cubes, soit une augmentation de 10,5 pour cent par rapport aux niveaux de 1983 qui étaient de 43, 8 milliards de mètres cubes. La consommation de gaz dans le secteur résidentiel a augmenté de 9 pour cent, tandis que le secteur commercial a connu une hausse de 6,5 pour cent. Quant au secteur industriel, qui représente environ 50 pour cent des ventes totales nettes au Canada, il a connu une augmentation de 12,6 pour cent qui reflète des conditions

Tableau 8

Production de gaz naturel
(milliers de mètres cubes à 101,325 kPa et 15° Celsius)

	1982	1983(p)	1984(e)
Ventes nettes au Canada	43,9	43,8	48,4
Exportation	22,2	20,2	21,4
Autres usages canadiens[1]	3,4	1,4	1,3
Total de la production[2]	**69,5**	**65,4**	**71,1**

(p) préliminaire
(e) estimation

1. Comprend le combustible de la canalisation, les pertes et autres livraisons, moins les importations et les modifications des stocks.
2. Gaz pipelinier commercialisable.

économiques généralement meilleures. En 1984, les livraisons du gaz naturel de l'ouest du Canada se sont étendues encore plus qu'avant au Québec par la construction d'un embranchement desservant la région du lac St.-Jean.

Exportations de gaz naturel

Le ramollissement du marché du gaz canadien aux États-Unis s'est poursuivi en 1984. La diminution de la demande des acheteurs, jointe à une concurrence sévère en matière de prix exercée par le mazout résiduel et les approvisionnements américains en gaz, n'ont pas occasionné beaucoup de changements sur la part du marché d'exportation du Canada. En 1983, les exportations de gaz n'étaient de 43,0 pour cent du volume total autorisé; en 1984, ce pourcentage n'a augmenté que très légèrement, pour atteindre 44,5 pour cent. Les exportations totales de gaz naturel étaient de 21,4 milliards de mètres cubes, une augmentation de 6 pour cent par rapport à 1983.

Le barème de prix incitatifs en fonction du volume s'est poursuivi en 1984, ce qui a permis aux exportateurs canadiens de vendre une portion de leur gaz à un prix incitatif de 3,17 $ (U.S.) le gigajoule et de conserver ainsi leur part du marché. Certaines sociétés d'exportation ont vendu du gaz à un prix inférieur au BPIV mensuel qui leur permettait de vendre mensuellement du gaz à un prix incitatif à leurs clients des États-Unis, plutôt que d'attendre que le client achète la quantité de base annuellement. Ce programme a permis aux exportateurs de maintenir les exportations au niveau de 1983, évitant ainsi une autre diminution des ventes.

Le 13 juillet 1984, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé qu'à compter du 1er novembre 1984 les prix du gaz à l'exportation seraient établis en fonction de négociations entre l'acheteur et le vendeur. La nouvelle politique exige que l'Office s'assure que les recommandations d'établissement du prix faites au Ministre sont conformes aux critères établis dans la déclaration gouvernementale de politique d'établissement du prix des exportations de gaz naturel.

Sur recommandation de l'Office, le Ministre a approuvé en novembre et en décembre de nouveaux prix d'exportation négociés pour Alberta and Southern Gas Company Limited, Canadian-Montana Pipeline Company, Pan-Alberta Gas Ltd., ProGas Limited (pour vente à ANR Pipeline Company and Tennessee), Sulpetro Limited, TransCanada PipeLines Limited (pour des ventes à ANR et Midwestern) et Westcoast Transmission Company Limited.

L'Office délivrera peut-être des ordonnances d'exportation à court terme en vertu du règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI). En 1984, l'Office a reçu 18 requêtes d'ordonnances à court terme dont trois ont été approuvés, trois rejetées comme n'étant pas de l'intérêt public et quatre ont été retirées. L'Office réévalue les huit autres requêtes.

En 1984, les recettes tirées des exportations de gaz naturel canadien étaient de 3,9 milliards de dollars, soit essentiellement la même chose qu'en 1983.

Éthane et éthylène

Aucune licence ou ordonnance n'a été délivrée pour l'exportation d'éthane ou d'éthylène en 1984. L'Office a délivré en juillet une ordonnance à court terme autorisant Dome Petroleum à importer 160 000 mètres cubes d'éthane à Sarnia (Ontario).

Contrôle des exportations de propane et de butanes

En 1984, l'Office a continué à autoriser les exportations de propane et de butanes et à établir des prix minimaux d'exportation. Ces derniers variaient, dans le cas du propane de 10,5 cents le litre à 11,5 cents le litre et de 14,5 cents le litre à 15,5 cents le litre, pour les butanes.

La production totale nette canadienne de propane et de butanes était de 7,3 millions de mètres cubes et de 4,4 millions de mètres cubes respectivement. Les besoins nationaux du Canada en propane et en butanes étaient de 4,3 millions de mètres cubes, et de 2,1 millions de mètres cubes, respectivement.

Aucune restriction n'a été imposée à la quantité de butanes qui peut être exportée. La limite d'exportation de propane a été établie à 36,0 pour cent de la production au début de l'année de répartition en 1984-1985 et elle a augmenté à 40 pour cent en décembre 1984,

rétroactivement au 1er avril 1984. Cette année-là, les exportations de propane étaient de 3,1 millions de mètres cubes, soit une hausse de 6 pour cent par rapport à l'année précédente; ces exportations de butanes étaient de 2,5 millions de mètres cubes, soit une augmentation de 9,4 pour cent. Les États-Unis sont toujours le principal marché d'exportation pour le propane et les butanes canadiens.

Au cours de la dernière partie de 1984, l'Office a consulté l'industrie du gaz à savoir si la restriction du volume des exportations de propane devrait être levée.[1] La restriction sur le volume des exportations de butanes avait ainsi été levée en octobre 1983.

Activités dans le domaine de l'électricité

Exportation et production d'électricité

En 1984, les exportations brutes d'électricité se sont élevées à 41 842 gigawatts-heures, contre 38 831 gigawatts-heures en 1983 et les importations étaient de 2 750 gigawatts-heures, contre 3 179 gigawatts-heures en 1983. Cela a représenté des exportations nettes de 39 092 gigawatts-heures comparées à 35 652 gigawatts-heures en 1983. Ces exportations nettes ont représenté 9,0 pour cent de la production canadienne totale, soit aucun changement depuis 1983.

Les recettes provenant des exportations, soit environ 1 376 millions (1 249 millions de dollars en 1983) et le coût des importations, soit 10,6 millions (6,2 millions de dollars en 1983) ont entraîné des recettes nettes d'environ 1 365 millions (1 243 millions de dollars en 1983).

En 1984, les exportations totales d'électricité ont augmenté légèrement (2 pour cent) par rapport à l'année précédente, tandis que les recettes connexes ont augmenté de 10 pour cent. Cette augmentation des recettes provient principalement de prix plus élevés de l'électricité sur le marché des États-Unis. Quoique les services publics canadiens aient conclu quelques nouvelles ententes de vente à l'exportation au cours de l'année, ces nouvelles ententes n'ont pas généré beaucoup d'activité.

Ontario Hydro a conclu une entente d'importation pour remplacer une certaine partie de la production nucléaire qu'elle a perdue en raison de pannes à certaines centrales. Cette perte de production de même que la concurrence plus élevée sur le marché de l'État du Michigan et de l'État de New York ont contribué à une diminution de ventes interruptibles d'exportation d'Ontario Hydro.

Les services publics d'électricité de Colombie-Britannique ont augmenté leurs ventes à l'exportation de 45 pour cent par rapport à 1983; toutefois, les volumes ont diminué au cours du dernier trimestre de l'année, en raison de l'application d'une nouvelle politique d'accès aux raccordements par la Bonneville Power Administration aux États-Unis. Cette politique donne la plupart du temps préférence aux services publics du nord-ouest des États-Unis par rapport aux services publics canadiens, quel qu'en soit le prix.

L'Office surveille la production d'électricité au Canada et les transferts interprovinciaux, bien qu'il ne réglemente pas ces questions, en raison de leur rapport avec les exportations. La figure 2

1. En janvier 1985, l'Office a décidé de lever la restriction sur le volume d'exportation de propane à compter du 1er avril 1985.

montre les exportations et les importations en 1984, de même que les transferts interprovinciaux pour douze mois jusqu'en octobre 1984. La production totale d'électricité au Canada en 1984 était d'environ 425 000 gigawatts-heures, soit une augmentation d'environ 7,4 pour cent par rapport à 1983. De cette quantité, environ 67 pour cent provenait de centrales hydro-électriques, 21 pour cent de centrales thermiques traditionnelles et 12 pour cent de centrales nucléaires. Les bilans qu'ont présenté à l'Office les principaux services publics exportateurs ont montré que 60 pour cent de leurs exportations provenaient des centrales hydro-électriques, 29 pour cent du charbon importé, 5 pour cent des combustibles nucléaires, 4 pour cent de pétrole importé et 2 pour cent des combustibles fossiles canadiens.

Un nouveau certificat de commodité et de nécessité publiques et des ordonnances connexes délivrées au cours de l'année, constituent les annexes E-1 et E-2.

Les nouvelles licences d'exportation de puissance et d'énergie et les ordonnances connexes délivrées au cours de l'année, constituent les annexes E-3 et E-4.

Les exportations d'énergie électrique, en vertu de chaque licence et ordonnance au cours de l'année, constituent l'annexe E-5 et le commerce total d'électricité de 1980 à 1984 apparaît à l'annexe E-6.

Autres activités

L'Office a poursuivi ses rapports et ses consultations avec des organismes de l'extérieur et d'autres ministères du gouvernement sur des questions d'énergie électrique dans le cadre de ses activités opérationnelles et de son rôle consultatif. Les cadres de l'Office se sont tenus au courant des progrès dans le domaine de l'électricité en participant, en qualité d'observateurs canadiens, au North American

Electric Reliability Council, organisme bénévole des services publics qui représente presque tout l'approvisionnement en électricité au Canada et aux États-Unis. De plus, les employés ont continué à participer à l'Association canadienne de l'électricité, à l'Association canadienne des normes et à d'autres sociétés techniques.

Activités pipelinières

L'Office réglemente en tout 40 sociétés pipelinières de gaz, pétrole et de produits pétroliers. Les figures 3 et 4 montrent ces réseaux pipeliniers.

L'Office doit approuver les requêtes de construction de nouvelles installations avant que les sociétés qui relèvent de sa compétence puissent exiger des redevances des utilisateurs de ces installations. À cette fin, l'Office évalue les requêtes pour déterminer si elles sont dans l'intérêt public. Les annexes G-1, G-2, O-1 et O-2 contiennent la liste des ordonnances approuvant les nouvelles installations pipelinières délivrées par l'Office en 1984. L'Office surveille également la construction de nouvelles installations et l'exploitation des pipelines.

L'une des plus importantes fonctions de l'Office à l'égard de la réglementation des pipelines est la surveillance de la construction de nouvelles installations, de stations de compression, du remplacement ou de l'amélioration, de stations de comptage et de robinets de vente. L'Office s'assure que les exploitants des pipelines respectent les règlements relatifs à la sécurité et à l'environnement, les normes canadiennes et les modalités des propres certificats de l'Office afin de fournir aux utilisateurs un réseau de transport efficace et rentable par rapport aux coûts. Une fois l'autorisation de mise en service des installations est accordée par l'Office, il continue à en surveiller l'exploitation et à enquêter sur les incidents pipeliniers.

La construction de l'oléoduc de Norman Wells a commencé en 1984 et, de janvier à avril, Pipe Line Interprovincial (NW) Limitée (PIL (NW)) a construit plus de 587 kilomètres de canalisation. Le personnel d'inspection de l'Office qui s'assurait du respect des spécifications approuvées d'ordre technique, géotechnique et environnemental continue à surveiller la construction et ses répercussions sur l'environnement.

L'Office a surveillé de nombreux projets entraînant le remplacement, la relocalisation et l'amélioration de tronçon de réseaux pipeliniers. Afin de remettre le pipeline en service aussi rapidement que possible, l'Office a utilisé des procédures rapides d'autorisation de mise en service.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a été la seule société, autre que PIL (NW), à construire des nouveaux pipelines en 1984. Ces derniers ont été construits pour faciliter la livraison de pétrole à des usines de transformation en Colombie-Britannique et à partir de ces dernières.

En 1984, la société Pipeline Interprovincial Limitée a connu une augmentation régulière des volumes de débit, particulièrement de pétrole brut lourd. PIL a proposé d'installer des installations additionnelles dans l'ouest du Canada et d'échanger les types de pétrole brut entre ses diverses canalisations pour desservir les raffineries de Montréal, afin d'obvier à tout problème éventuel de capacité. L'Office a approuvé les deux requêtes présentées à cet effet.

En juin, l'Office a approuvé une proposition de TransCanada PipeLines Limited visant l'utilisation d'un nouveau procédé de soudure par explosion pour un projet de doublement de son gazoduc près de Thunder Bay en Ontario. Cette nouvelle technologie, qui consiste à joindre des canalisations au moyen de charges explosives internes et externes, pourrait occasionner des réductions futures des coûts de construction pipelinière dans les régions isolées du Canada.

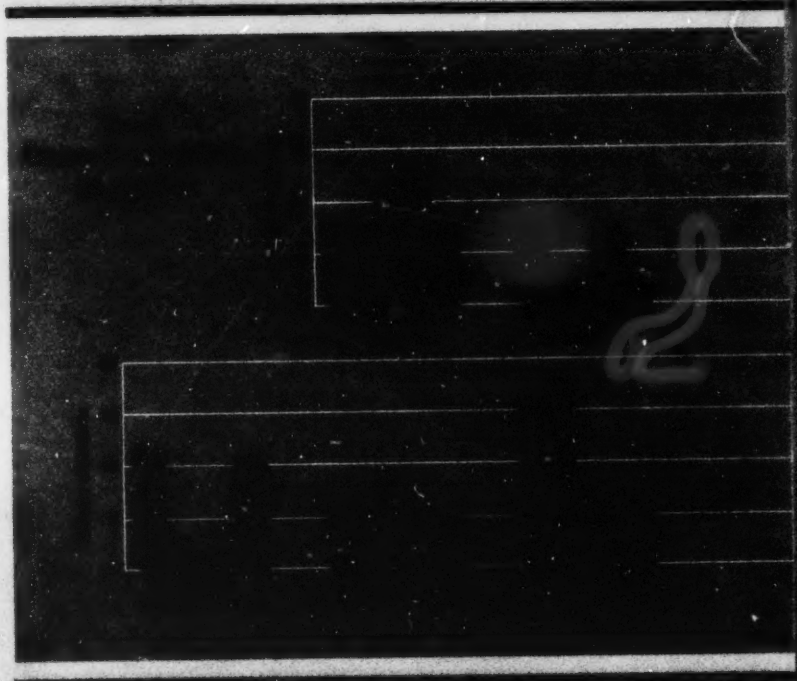
Pendant l'année, TransCanada a reçu l'approbation de construire des installations de compression à deux endroits, ce qui lui permet de livrer de plus grands volumes aux marchés du Québec et de l'Est des États-Unis. TransCanada a également demandé et reçu l'approbation pour la construction de certaines nouvelles installations, de même que pour le remplacement d'autres installations.

Au cours de l'année, Westcoast Transmission Company Limited a également demandé et reçu l'approbation de l'Office en vue d'un certain nombre d'additions et de remplacements normaux à son réseau pipelinier. De plus, la Westcoast a reçu l'approbation de l'Office pour l'amélioration et la relocalisation de son pipeline en raison de la construction d'une nouvelle autoroute.

Westcoast, la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., et Gaz Inter-cité ont participé activement à la construction d'environ 20 nouvelles stations de comptage et de robinets de vente en 1984. Ces stations servent à mesurer la quantité de gaz livrée par les sociétés de transport aux distributeurs locaux de gaz naturel dans tout le Canada.

Incidents pipeliniers

L'Office exige des rapports détaillés de tous les incidents impliquant blessures ou perte de vie ou qui résultent d'un mauvais fonctionnement de pipelines relevant de sa compétence. Ces rapports, et les enquêtes ultérieures sont pris en considération lors de l'amélioration des normes de sécurité du pipeline et des procédures



d'exploitation, de même que lors de la révision et de l'amélioration des exigences réglementaires.

L'Office a visité plusieurs emplacements d'incidents pipeliniers, pour s'assurer de l'application des procédures d'urgence, de sécurité et de protection de l'environnement. Il faut prendre des mesures immédiates et efficaces pour réduire l'étendue des dommages, pour contenir tout déversement d'hydrocarbures, pour protéger le public et les propriétés, réparer la canalisation endommagée et la remettre en service aussi rapidement que possible. L'Office poursuit sa surveillance du site pour s'assurer que le programme de remise en état entrepris par une société est efficace.

La figure 5 illustre les causes des incidents pipeliniers survenus en 1984, alors que se sont produits au total 31 incidents, soit environ un incident chaque 1 200 kilomètes de canalisation ressortissant à l'Office.

Inspection habituelle

Pendant tout l'été de 1984, l'Office a poursuivi son évaluation des pratiques d'exploitation, d'entretien et de sécurité des sociétés pipelinières. Les conclusions de cette évaluation permettent à l'Office d'évaluer de façon constante le respect des manuels d'exploitation des sociétés et des conditions d'exploitation de chaque réseau pipelinier.

Croisement des services publics et infractions

Toutes les activités de construction de services publics touchant des pipelines réglementés par l'Office exigent son approbation. Les activités proposées doivent répondre aux exigences de sécurité établies dans diverses normes assurant la sécurité des pratiques de construction.

En 1984, l'Office a approuvé 707 requêtes relatives à des croisements ou à des infractions.

Questions d'ordre environnemental

La protection de l'environnement est l'un des principaux soucis de l'Office lors de la révision et de l'étude des requêtes et pendant la construction et l'exploitation des installations.

Plusieurs disciplines environnementales ont été amalgamées à l'Office l'an dernier, dans l'intérêt de l'efficacité et du rendement par rapport aux coûts. Cela a donné lieu à une continuité de traitement, allant des réunions préalables à la requête jusqu'à la surveillance postérieure à la construction.

En 1984, l'Office a effectué des inspections d'ordre environnemental pendant la construction du pipeline Gulf-Clarkson de la société Pipeline Interprovincial Limitée et du pipeline Norman Wells. L'Office a aussi étudié plusieurs rapports de surveillance de l'environnement présentés durant l'année. Ces rapports ont pour but de surveiller, après la construction, la réhabilitation des emprises qui ont été remuées.

L'Office a également effectué un certain nombre d'activités d'ordre opérationnel, y compris des enquêtes sur certaines plaintes de propriétaires fonciers et sur la surveillance de la restauration des sites d'écoulement de pétrole.

L'Office, en plus d'effectuer des études environnementales et d'inspecter des projets, a continué à s'intéresser activement aux sujets environnementaux courants au Canada. Au nombre des études spéciales lancées en 1984 se trouvent l'étude des répercussions des pipelines sur les terres agricoles, la position actuelle du gouvernement fédéral sur les pluies acides au Canada et aux États-Unis et les lignes directrices relatives aux informations environnementales nécessaires à l'égard de requêtes d'usines de gaz et d'autres installations.

Afin de rationaliser la révision réglementaire des principales requêtes, l'Office a tenu des réunions préalables à la requête et à la construction auxquelles participaient les sociétés pour discuter leurs propositions. Un certain nombre de séances d'information ont eu lieu pour faire connaître aux organismes fédéraux, provinciaux et privés la façon de participer efficacement au processus réglementaire de l'Office. Les employés spécialisés en matière d'environnement ont assisté à plusieurs conférences internationales sur le sujet pour étudier et améliorer l'évaluation de l'Office et les procédures réglementaires.

Questions d'ordre énergétique

Le personnel de l'Office a effectué, au cours de l'année, une importante étude des perspectives de l'offre et de la demande d'énergie jusqu'à l'année 2005. Cette publication intitulée "L'énergie au Canada offre et demande, 1983-2005" et publiée en septembre 1984, met à jour une étude antérieure publiée par l'Office

vers le milieu de 1981. Cette étude a été entreprise en raison des modifications substantielles qui se sont produites récemment sur les marchés de l'énergie. Le personnel de l'Office s'est appuyé sur environ 65 mémoires reçus de l'industrie, des gouvernements provinciaux, des principaux consommateurs d'énergie et de groupes d'intérêt public. Des échanges de vue informels entre le personnel de l'Office et les participants ont contribué de façon importante à la préparation du rapport.

Les principales conclusions de l'étude sont les suivantes:

- L'utilisation de l'énergie devrait croître au rythme de 1,6 pour cent par an jusqu'à 2005, ce qui représente une diminution importante par rapport au taux de croissance annuelle de 5 pour cent observé pendant les années 50 et les années 70. Le taux d'augmentation inférieur est imputable à une utilisation plus efficiente de l'énergie et à une croissance économique inférieure aux niveaux observés pendant la majeure partie des 20 dernières années.
- Si l'on prend le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd ensemble, le Canada produit actuellement plus de pétrole brut qu'il n'en utilise. Il y a tout lieu de croire que cette situation se poursuivra, bien que cela exigerait une importante production des nouvelles installations de sables pétrolifères et des régions pionnières. L'offre de pétrole brut lourd sera excédentaire pendant toute la période de prévisions, si on le considère individuellement, tandis que la production intérieure de pétrole brut léger sera inférieure à la demande canadienne, ce qui signifie un besoin constant d'importation.
- Les approvisionnements de gaz naturel en provenance de l'ouest du Canada vont satisfaire la demande intérieure et la demande autorisée de l'exportation jusque vers 2005. Ensuite, il faudra avoir recours à d'autres sources telles que les régions pionnières ou des réservoirs à perméabilité très basse de l'ouest du Canada. La possibilité de livraison excédentaire actuelle diminuera probablement au cours des années 1980 en raison de l'expansion prévue des marchés des États-Unis et de la demande intérieure.

Croisement d'une rivière, gazoduc de TQ & M (Photo: TCPL)

- Il ne sera pas nécessaire d'étendre la capacité de production de l'électricité au-delà de celle qui est déjà engagée, pour un certain temps. Certaines provinces disposent d'une capacité excédentaire considérable qui pourrait servir à accroître l'exportation aux États-Unis.
- Les liquides du gaz naturel continueront d'être disponibles pour répondre aux besoins du Canada et d'importants volumes excédentaires pourront être exportés. La production de charbon va augmenter afin de répondre à un besoin croissant pour la production d'électricité en Alberta, en Saskatchewan et pour l'exportation. L'utilisation d'autres formes d'énergie, y compris le bois, les résidus du bois et l'énergie solaire augmentera de façon significative, en termes absolus, au cours de la période de projection, mais leur part de l'utilisation totale de l'énergie va demeurer relativement peu importante, soit moins de 8 pour cent.

Questions de réglementation financière

L'Office étend sa juridiction sur 40 sociétés pipelinières de pétrole et de gaz. Les cinq grandes sociétés d'oléoducs et les cinq grandes sociétés de gazoducs disposent d'actifs de plus de 5 milliards de dollars et de besoins annuels de recettes d'environ 4,9 milliards de dollars. À l'appui de ses activités de réglementation, l'Office surveille les résultats financiers et les pratiques comptables de ces sociétés et d'autres sociétés sous juridiction par l'analyse des rapports périodiques ou spéciaux qu'exige l'Office et par une vérification constante.

L'Office a décidé de mette en oeuvre un programme concentré de vérifications de l'économie et de l'efficience afin d'améliorer l'efficacité de sa fonction de vérification. L'Office a également décidé de mettre à la disposition du public les futurs rapports de vérification des sociétés pipelinières.

L'Office est chargé de la vérification de l'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers faisant l'objet de licences. Les redevances recueillies sur ces exportations s'élevaient à environ 597 millions de dollars en 1984. En vertu du programme de redevances de recouvrement en matière de carburants de soute, l'Office est chargé de la collecte des redevances d'exportation s'appliquant au carburant de soute aviation et marin, utilisé pour le transport international. Bien que l'application de ce programme aux carburants aviation ait été éliminée en février 1982 et aux carburants marins en mai 1983, l'Office, au nom du gouvernement fédéral, continue à traiter les remboursements que réclament les transporteurs aériens et la vérification des redevances sur le combustible marin en vertu du programme.

Questions d'ordre juridique

Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

La question en litige suivante impliquant la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) et l'Office s'est déroulée en 1984:

1. TQM a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de la décision de l'Office de juin 1983 à l'égard des droits de TQM et du rejet par l'Office, en août 1983, d'une requête de TQM pour la révision de cette décision. La cour a rejeté la requête en août 1984.
2. TQM a présenté une requête interlocutoire auprès de la Cour d'appel dans l'instance ci-dessus afin d'obtenir une ordonnance exigeant que l'Office produise toutes les notes de service et les documents internes à l'égard de la décision relative aux droits et de la requête de révision. La requête interlocutoire a été rejetée le 19 avril 1984.
3. L'Office a déposé auprès de la Cour une motion pour casser une requête de TQM en vue d'une révision judiciaire du refus de l'Office du 29 août 1983 de revoir sa décision de mai 1983, parce que les motifs de cette requête étaient identiques à ceux qu'a étudiés la Cour lors de la requête d'autorisation d'appel qui a été rejetée. Cette motion sera entendue au début de 1985.[1]

---

1. Ajournée à la demande de TQM

4. En mai, TQM a demandé à la Cour d'appel fédérale une révision judiciaire de la décision de l'Office (en date de mars 1984) à l'égard des nouveaux droits en vigueur le 1er mai 1984.[2]

5. En juin, TQM a demandé à la Cour d'appel fédérale la permission de faire appel de la même décision de mars 1984. La Cour entendra cette requête le 24 janvier 1985.[1,2]

6. L'Association pétrolière canadienne et l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada ont demandé à la Cour d'appel fédérale la permission d'en appeler d'une décision de l'Office, en date d'août 1984, accordant en partie la requête de TQM en vue de la révision de la décision de mars 1984 à l'égard des droits de TQM. La requête a été rejetée le 6 décembre 1984. Une requête de révision de la décision de l'Office en vertu de l'article 28 de la Loi sur la Cour fédérale a également été déposée.[2,3]

Le pipeline Interprovincial Ltée

La Cour Suprême du Canada a rejeté, le 17 décembre 1984, une requête demandant l'autorisation d'en appeler d'une décision de la Cour d'appel fédérale. La Cour fédérale avait plus tôt rejeté un appel du canton de Flamborough en vertu de l'article 18 de la Loi sur l'ONÉ, à l'égard de certaines décisions préliminaires prises par l'Office au cours d'une audience publique tenue pour revoir la décision de l'Office de permettre au pipeline Interprovincial Limitée de situer ses installations proposées de chargement de propane sur camions et wagons-citernes dans la région de Flamborough, comme l'Office l'avait approuvé dans son ordonnance nº XO-1-83. Les motifs de l'appel du Canton portaient sur la juridiction de l'Office de délivrer l'ordonnance en question, la juridiction constitutionnelle de l'Office sur le pipeline, dans sa version modifiée et une allégation de parti pris de la part d'un membre de l'Office.

---

1. Ajournée à la demande de TQM
2. Il semble à l'Office que TQM ne poursuivra pas le procès décrit au 4, 5 et 6.
3. L'APC et l'ASPIC ont signalé que cette requête sera suspendue.

Hydro-Québec

Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) et Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CF(L)C) ont déposé une requête auprès de la Cour d'appel fédérale, en vertu de l'article 18 de la Loi sur l'ONÉ, pour obtenir l'autorisation d'en appeler de la décision de janvier 1984 de l'Office accordant des licences d'exportation d'électricité à Hydro-Québec. Le 5 juin 1984, la Cour a accordé l'autorisation en raison de l'un des six motifs évoquées pour cet appel; LNH et CF(L)C ont par la suite décidé de ne pas donner suite à cet appel.

Canadien Pacific Air Limitée et Wardair Canada (1977) Ltd.

Les poursuites intentées par Canadien Pacifique Air Limitée et Wardair Canada (1977) Ltd. auprès de la Cour fédérale, division de première instance, à l'encontre du procureur général du Canada et de l'Office sont demeurées essentiellement inactives. Les transporteurs aériens cherchent à obtenir des déclarations quant à la validité, en vertu de la Loi sur l'ONÉ, de la délivrance de licences d'exportation ou de l'établissement de prix minimaux d'exportation pour le carburant aviation utilisé par ces transporteurs aériens lors de vols internationaux de mai 1981 à avril 1983.

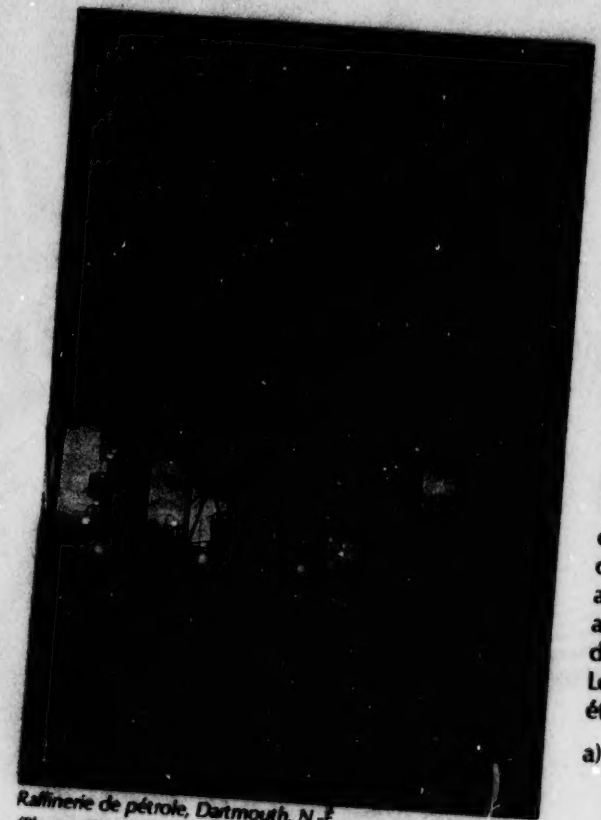
Exportations non autorisées et perception des redevances d'exportation

Au cours de l'année, l'Office a aidé le ministère de la Justice et la Gendarmerie Royale du Canada dans une poursuite relative à l'exportation de pétrole sans licence, en vertu de la Loi sur l'ONÉ.

Dans le cadre de ses responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie qui consiste à percevoir les redevances sur le pétrole exporté du Canada, l'Office aide le ministère de la Justice dans des poursuites juridiques pour percevoir des redevances d'exportation impayées. En 1984, deux poursuites ont été réglées, un jugement a été obtenu dans une troisième et une quatrième est devant les tribunaux.

25 années

Lois et règlements



Raffinerie de pétrole, Dartmouth, N.-É.
(Photo: Photothèque de ONÉ)

Les modifications les plus étendues ont été celles qui ont été apportées au Règlement sur l'ONÉ (Partie VI) relatif à l'exportation et à l'importation de pétrole, de gaz et d'électricité.

Voici une description des changements qui ont été apportés en 1984 à la Loi, aux règlements ou aux règles en vertu desquels fonctionne l'Office. Tous les numéros de l'État des projets de réglementation trimestriel contiennent des informations plus détaillées à ce sujet.

Modifications aux règlements d'application de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Règlements sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)

Ce règlement, qui porte sur l'exportation et l'importation de pétrole, de gaz et d'électricité, a été modifié plusieurs fois en cours d'année. On peut se procurer gratuitement auprès de l'Office, une nouvelle consolidation administrative du règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI) en date de février 1984. Les modifications, complétées ou à diverses étapes de préparation, comprennent ce qui suit:

a) Des modifications à l'article 6 concernant les renseignements requis dans une requête en vue de l'obtention d'une licence d'exportation d'électricité. L'Office a reçu les commentaires des parties intéressées et ceux-ci sont à l'étude.

b) Des modifications au paragraphe 18(1)c) permettant aux détenteurs d'ordonnances autorisant des exportations d'électricité ne dépassant pas 1 000 kilowatts, de déposer des rapports d'exportation moins fréquemment qu'à chaque mois, mais au moins une fois l'an. Ces modifications seront soumises à l'approbation du gouverneur en conseil.

c) Des modifications au pragraphe 19(2)b) pour supprimer la disposition que l'Office autorise les exportations de propane et de butanes entraînant des importations subséquentes ou antérieures au moyen d'une ordonnance seulement si ces exportations sont faites par pipeline. Le gouverneur en conseil a approuvé cette modification en novembre.

d) Modifications à l'article 25 pour préciser la définition des produits pétroliers qui font l'objet de la délivrance de licences par l'Office. Cette modification devra être approuvée par le gouverneur en conseil.

Règlements sur les prix d'exportation du gaz

En avril 1983, le gouverneur en conseil a établi le règlement sur les prix d'exportation du gaz afin de prescrire le prix du gaz naturel exporté aux termes du Règlement (Partie VI).

Des modifications ont été apportées à ce Règlement en novembre et en décembre pour établir les prix des exportations de gaz négociés par les sociétés. Ces modifications importantes ont été rendues possibles par la nouvelle politique permettant aux exportateurs de gaz naturel canadien de négocier avec leurs clients, des contrats assortis de prix concurrentiels à compter du 1er novembre 1984.

De plus, pendant toute l'année, des modifications ont été apportées aux dispositions du Règlement contenant le barème de prix incitatifs en fonction du volume, notamment la prorogation du programme au 31 octobre 1985. En vertu de ce barème, présenté en juillet 1983, les exportateurs étaient en mesure de vendre des quantités de gaz naturel excédentaires à un niveau de base établi en vertu d'un prix incitatif. Les quantités de base de gaz exporté ont continué d'être vendues au prix uniforme à la frontière.

Modifications aux règlements sur l'administration de l'énergie

L'Office national de l'énergie est chargé de l'administration des dispositions des parties I, I.1 et III de la Loi sur l'administration de l'énergie. Les règlements suivants ont été modifiés:

Règlement de la LAE sur les prix du gaz naturel, 1981

Ce règlement a été modifié un certain nombre de fois en 1984 pour prescrire les prix auxquels les sociétés achètent du gaz de l'Alberta à l'extérieur de l'Alberta pour utilisation sur le marché intérieur ou d'exportation.

Règlements de la LAE, Partie I

Les modifications ont été apportées pour réviser les dispositions administratives pour le partage de recettes provenant de redevances d'exportation du pétrole parmi les provinces. Le gouverneur en conseil devrait approuver ces modifications au début de 1985.

Représentation à la Federal Energy Regulatory Commission

En juin, l'Office a communiqué une représentation à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis, exprimant ses inquiétudes à l'égard des effets éventuels pour le Canada de l'ordonnance 380 de la FERC. Cette ordonnance avait pour but d'exclure des paiements contractuels du prendre ou payer conclus entre les sociétés pipelinières américaines et leurs clients tous les coûts, sauf les coûts fixes encourus, éliminant ainsi tous les coûts du gaz.

Entre autres, l'Office a fait valoir qu'en vertu de cette ordonnance, on devrait accorder une considération spéciale au réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska (RTGNA) "construit au préalable", particulièrement à l'égard de la récupération des coûts.

En juillet, la FERC, en reconnaissance de la situation unique du réseau construit au préalable par RTGNA, a décidé d'exempter des dispositions de l'ordonnance 380, le gaz exporté dans le réseau construit au préalable. De plus, dans la même décision, la FERC a également différé jusqu'au 1er novembre 1984 les répercussions de l'ordonnance à l'égard des questions du prendre ou payer.

Réforme de la réglementation

En 1984, l'Office a pris plusieurs initiatives dans le domaine de la réforme de la réglementation, dont les plus importantes sont les suivantes:

1. Afin de normaliser et de simplifier ses procédures, l'Office remplacera bientôt ses Règles de pratique et de procédures. La nouvelle version reflètera les commentaires définitifs des parties intéressées sur la seconde ébauche distribuée en septembre.

   En général, les règles expliquent de quelle façon déposer une requête auprès de l'Office. Elles précisent également les procédures à suivre en vue d'une audience publique et elles décrivent la forme et le contenu des documents qui doivent être déposés auprès de l'Office, la procédure de présentation des avis de motion devant l'Office et de demande de révision ou d'une nouvelle audience.

2. L'Office a effectué la révision de ses exigences en matière de renseignements dans le cas des requêtes relatives à des installations pipelinières et des lignes de transport d'électricité, aux termes des articles 44 et 49 de la Loi sur l'ONÉ et il a décidé d'y apporter certaines modifications.

   L'Office a supprimé les lignes directrices établies dans le protocole d'instructions émis le 12 décembre 1963, qui se rapportaient au concept de classe A, B et C en matière de construction pipelinière. La seule distinction entre les sortes de requêtes est maintenant fondée sur les critères établis dans les articles 44 et 49 de la Loi.

   En ce qui concerne les requêtes pipelinières présentées aux termes de l'article 44 de la Loi, l'Office a modifié les Parties existantes I et II de l'annexe des Règles de pratique et de procédures pour les gazoducs et les oléoducs respectivement, afin de tenir compte des pratiques courantes en matière de requêtes.

   En ce qui a trait aux requêtes pipelinières présentées aux termes de l'article 49 de la Loi, l'Office a rédigé deux nouvelles parties pour les gazoducs et les oléoducs qui précisent les renseignements que doit déposer un requérant.

   Une autre Partie précise les renseignements en matière d'emprise que doit déposer un requérant qui présente une demande d'acquisition de droits fonciers, aux termes des articles 44 et 49 de la Loi.

   Le personnel de l'Office et des représentants de l'industrie ont étudié, au cours d'une réunion tenue en août 1984, les commentaires fournis par les parties intéressées sur une deuxième ébauche de ces Parties. L'ébauche finale des cinq Parties a été envoyée aux sociétés pipelinières qui relèvent de la juridiction de l'Office en octobre. L'Office a maintenant approuvé ces parties en principe. Le ministère de la Justice doit maintenant les approuver et elles doivent être publiées dans la gazette du Canada avant qu'elles deviennent exécutoires.

3. L'Office étudie les procédures d'ajustement des droits pour les grandes sociétés pipelinières, notamment Cochin Pipe Lines Ltd., Pipe Line Interprovincial Limitée, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., et Pipe Line Trans-Nord. En octobre, l'Office a indiqué son intention de conserver la procédure actuelle d'ajustement des droits, mais il a demandé aux parties de soumettre des commentaires sur les conséquences des prévisions de débit. L'Office s'attend à mettre la dernière main à ces procédures au début de 1985.

4. En octobre 1983, l'Office a invité les sociétés pipelinières sous sa compétence et les autres parties intéressées à présenter des commentaires sur une ébauche du règlement sur les coûts en capital de la construction et sur les renseignements relatifs aux droits. Ce règlement précise les renseignements que doivent produire les sociétés qui construisent et exploitent un pipeline et il doit remplacer celui sur les renseignements relatifs aux droits, de même que le protocole d'instruction de l'Office du 21 octobre 1966. L'Office étudie en ce moment les commentaires qu'il a reçus.

   Ces procédures de rapports seront mises en application une fois finalisées les procédures d'ajustement des droits pour les grandes sociétés pipelinières.

5. L'Office a terminé l'étude du Règlement sur les oléoducs et du Règlement sur les gazoducs dans le but d'envisager la possibilité de consolider ces deux règlements, ce qui a donné lieu à la publication, vers la fin de 1984, d'une ébauche finale du nouveau règlement sur les pipelines à terre, afin d'obtenir des commentaires.

6. L'Office a reconnu le besoin de nouveaux règlements relatifs à la conception, la construction et à l'exploitation des pipelines en mer, bien qu'il n'ait pas encore reçu de requêtes d'approbation d'un pipeline en mer. Une première ébauche du nouveau Règlement sur les pipelines en mer a été préparée et publiée pour obtenir des commentaires, au début de janvier 1985.

7. En janvier, l'Office a diffusé ses exigences des plans, profils et livres de renvoi pour les lignes de transport d'électricité sous sa juridiction. Cette mesure découle de l'article 41 de la Loi sur l'ONÉ qui exige que les sociétés qui proposent de construire des lignes internationales de transport d'électricité déposent des plans, des profils et des livres de renvoi.

8. En octobre, l'Office a invité les sociétés sous sa juridiction à présenter des commentaires sur une ébauche de lignes directrices établissant les renseignements d'ordre environnemental requis pour les requêtes de construction d'usines de gaz et d'installations semblables. Ces lignes directrices temporaires ont pour but d'aider les sociétés et les consultants dans la préparation de requêtes de projets comme le projet Venture.

9. En juin, l'Office a invité les parties intéressées à soumettre des commentaires sur l'ébauche de règlement sur la comptabilité des redevances spéciales, qui touche la comptabilité de la redevance spéciale contenue dans le tarif relatif aux installations construites au préalable du réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska.

10. L'Office a effectué une étude pour déterminer la quantité de détails qu'il exigerait pour la réglementation des petites sociétés pipelinières. L'étude a établi un certain nombre de domaines où la réglementation pourrait être simplifiée sans compromettre l'intérêt public. Une ébauche de directive décrivant de nouvelles méthodes a été préparée et elle devrait être publiée pour obtenir des commentaires en janvier 1985.

11. L'Office, dans sa lettre en date du 6 novembre 1984, a invité les secteurs de production et de commercialisation de la société du GPL et d'autres parties intéressées à soumettre leurs commentaires quant à savoir si le propane devrait faire l'objet de la levée des contrôles de la même façon que dans le cas des butanes en octobre 1983. Cette enquête a été lancée en raison de fortes suggestions de l'industrie à savoir qu'il était temps de remettre en question la nécessité de conserver les contrôles sur l'exportation du propane.[1]

---

1. En janvier, l'Office a décidé de lever les contrôles sur les propanes à compter du 1er avril 1985 de la même façon qu'il a fait pour les butanes en octobre 1983.

25 Annexes

Liste des annexes

Page

Gaz

1. Ordonnances délivrées en 1984 approuvant de nouvelles installations de gazoduc, y compris la construction de gazoducs n'excédant pas 40 kilomètres de longueur 46
2. Ordonnances délivrées en 1984 approuvant des modifications et des additions aux installations de gazoduc existantes 47
3. Licences et ordonnances à long terme pour l'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1984 49
4. Licences et ordonnances à long terme pour les exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1984 55
5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1984 59
6. Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1984 60
7. Exportations de gaz naturel 62
8. Importations de gaz naturel 64
9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu d'une licence et d'ordonnances - 1984 65
10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances - 1984 66
11. Exportations totales nettes de propane et de butanes 68

Pétrole

1. Ordonnances délivrées en 1984 approuvant de nouvelles installations pipelinières y compris la construction de pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur 69
2. Ordonnances délivrées en 1984 approuvant des modifications et des additions aux installations pipelinières existantes 69
3. Exportations de brut canadien et d'équivalents en 1984 et 1983 71
4. Redevances d'exportation en 1984 pour le pétrole brut 72
5. Redevances d'exportation en 1984 pour les produits pétroliers raffinés. (Raffineries de l'est du Canada) 72
6. Redevances d'exportation en 1984 pour les produits pétroliers raffinés. (Raffineries de l'Ontario, des Prairies et de Colombie-Britannique) 73
7. Échanges de pétrole brut et d'équivalents avec les États-Unis au moyen des réseaux pipeliniers du Mi-Continent - 1984 73
8. Expéditions d'échange de l'est du Canada - 1984 74
9. Exportations de produits pétroliers faisant l'objet de licences et importations de mazout lourd - 1984 74

Électricité

1. Certificats de commodité et de nécessité publiques pour des lignes internationales de transport d'électricité délivrés en 1984 aux termes de l'article 44 75
2. Ordonnances relatives à des lignes internationales de transport d'électricité, délivrées en 1984 75
3. Licences d'exportation de puissance et d'électricité et d'énergie électriques délivrées aux termes de l'article 82 en 1984 76
4. Ordonnances d'exportation de puissance et d'énergie électrique délivrées en 1984 77
5. Exportations d'énergie électrique - Année civile 1984 78
6. Énergie électrique: total de l'offre et de la demande au Canada et du commerce avec les États-Unis - 1980-1984 81

Gaz

1. Ordonnances délivrées en 1984 approuvant de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs n'excédant pas 40 kilomètres de longueur

Requérante	Ordonnance n°	Délivrée	Installations	Coût estimatif ($)
Many Islands Pipe Line (Canada) Limited	XG-16-84	84-09-12	Raccordement d'approvisionnement de gaz Cold Lake/Beacon Hill en Saskatchewan	12 300
TransCanada PipeLines Limited	XG-1-84	84-01-11	Robinet de vente Metcalfe en Ontario	78 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-2-84	84-01-25	Station de compression n° 148 St. Lazare (Québec)	10 010 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-3-84	84-02-17	Station de compression n° 211 en Ontario	3 380 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-4-84	84-03-14	Remplacement de 9,5 kilomètres d'une canalisation d'un diamètre de 762 millimètres au Manitoba	7 065 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-6-84	84-03-21	Reconstruction de la sation de comptage des ventes d'Oshawa en Ontario	795 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-7-84	84-06-06	Construction de 6,2 kilomètres d'une canalisation d'un diamètre de 1067 millimètres en Ontario	10 463 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-9-84	84-05-23	Robinet de vente de Powassan en Ontario	78 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-10-84	84-05-23	Robinet de vente de Trout Creek en Ontario	78 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-11-84	84-05-23	Robinet de vente Edgar en Ontario	62 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-12-84	84-05-23	Robinet de vente Callander en Ontario	81 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-13-84	84-05-23	Robinet de vente Fauquier en Ontario	95 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-15-84	84-08-29	Robinet de vente Williamsburg en Ontario	85 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-21-84	84-11-07	Station de comptage Richmond en Saskatchewan	235 000
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-5-84	84-03-21	Station de comptage Portneuf (Québec)	448 000
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-8-84	84-05-09	Robinet de vente Donnacona (Québec)	160 000
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-14-84	84-07-18	Robinet de vente Sainte-Anne-des-Plaines (Québec)	23 000
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-20-84	84-09-19	Robinet de vente Mascouche (Québec)	87 500
Westcoast Transmission Company Limited	XG-17-84	84-09-19	Station de comptage n° 62 Salmon Valley en Colombie-Britannique	71 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-18-84	84-09-19	Station de comptage n° 63 Bear Lake, Pas Lumber en Colombie-Britannique	70 000

Gaz

1. (suite) Ordonnances délivrées en 1984 approuvant de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs n'excédant pas 40 kilomètres de longueur

Requérante	Ordonnance n°	Délivrée	Installations	Coût estimatif ($)
Westcoast Transmission Company Limited	XG-19-84	84-09-19	Station de comptage n° 64, 108 Mile House en Colombie-Britannique	73 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-22-84	84-10-11	Station de comptage n° 65 Inland — Summit Lake en Colombie-Britannique	102 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-23-84	84-11-14	Station de comptage South Taylor n° 2 Station de comptage n° 67 en Colombie-Britannique	91 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-24-84	84-12-19	Station de comptage n° 65 Powder King en Colombie-Britannique	100 000

Gaz

2. Ordonnances délivrées en 1984 approuvant des modifications et des additions aux installations de gazoduc existantes

Requérante	Ordonnance n°	Délivrée	Installations	Coût estimatif ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-4-84	84-02-15	Modifications et additions à la station, équipement mobile, etc.	1 477 970
Alberta Natural Gas Company Ltd	XGM-13-84	84-05-23	Montage aérodynamique — Station 2A, Alberta	106 700
Foothills Pipe Lines (Alberta) Ltd.	XGM-7-84	84-03-14	Projet de station de compression, protection contre la corrosion, dispositifs de fermeture	680 000
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-7-84	84-03-14	Projet de station de compression, protection contre la corrosion, dispositifs de fermeture, équipement de travail	1 480 300
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-7-84	84-03-14	Équipement de transport	15 000
	XGM-7-84	84-03-14	Imprévus de Foothills	175 000
Foothills Pipe Lines (Alberta) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Protection contre la corrosion, équipement de mesure et de réglage	31 700
Foothills Pipe Lines (Sud C.-B.) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Équipement de mesure et de réglage	82 700
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Projet de station de compression	43 400

Gaz

2. (suite) Ordonnances délivrées en 1984 approuvant des modifications et des additions aux installations de gazoduc existantes

Requérante	Ordonnance n°	Délivrée	Installations	Coût estimatif ($)
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Améliorations locatives, équipement de transport	1 211 800
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-8-84	84-03-14	Recyclage de la canalisation à la station 394	71 200
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-16-84	84-06-13	Achat de propriété, abaissements de la canalisation, remplacements de la station de mesure etc.	144 660
Minell Pipeline Ltd.	XGM-12-84	84-05-23	Imprévus	5 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-1-84	84-01-18	Remplacement de tuyaux, protection cathodique, modifications à la station, etc.	31 365 800
TransCanada PipeLines Limited	XGM-3-84	84-03-07	Protection de la canalisation	881 078
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-84	84-03-07	Remplacement de tuyaux, modifications à la station, immeubles, etc.	334 810
TransCanada PipeLines Limited	XGM-9-84	84-03-21	Remplacement de tuyaux, remplacement de la soupape de compresseur	855 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-10-84	84-04-11	Installations en général, véhicules et équipement de bureau	6 833 200
TransCanada PipeLines Limited	XGM-18-84	84-06-20	Remplacement de tuyaux	Non identifié
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-6-84	84-02-29	Emprise et améliorations à la station, etc.	798 783
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-14-84	84-05-30	Protection contre la corrosion, immeubles, hangar, etc.	446 313
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-19-84	84-06-27	Modifications à la station de mesure	93 740
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-2-84	84-02-15	Installations McMahon, additions à la manutention de l'entrée de liquide et remplacement de la soupape de gaz	5 205 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-11-84	84-04-25	Remplacement de tuyaux, opérateurs de la soupape, station de protection contre la corrosion et modifications à l'installation, hangars, équipement mobile et de bureau, etc.	19 569 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-15-84	84-05-30	Installations de Fort Nelson, améliorations de l'installation d'effluent	550 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-17-84	84-06-20	Modifications à la station et aux installations, aux hangars, et services de bureau	4 024 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-20-84	84-10-04	Remplacement de tuyaux, stabilisation du talus et des rives, retuber le condensateur, installations de silencieux, abri pour l'équipement mobile, etc.	1 921 000

Gaz

3. Licences et ordonnances à long terme pour l'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance Du	Au	Volume maximum d'exportations Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
GAZ NATUREL							
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	Kingsgate (C.-B.)	61-10-31	86-10-30	12 995,4	4 341,8	109 467,8
			86-10-31	87-10-31	3 248,9	1 085,5	
	GL-16		66-11-01	67-10-31	3 204,6	1 059,9	45 721,1
			67-11-01	89-10-31	6 409,2	2 119,8	
	GL-24		68-11-01	69-10-31	3 427,7	1 102,0	52 491,0
			69-11-01	91-10-31	6 685,4	2 206,7	
			91-11-01	92-10-31	4 784,6	1 577,4	
			92-11-01	93-10-31	3 835,6	1 263,4	
	GL-35		70-11-01	87-10-31	5 807,2	1 912,1	32 506,2
	GL-67		86-11-01	87-10-31	12 995,4	3 256,3	20 619,1
			87-11-01	90-10-31	12 995,4	4 341,8	
			90-11-01	91-10-31	8 654,9	2 891,6	
			91-11-01	92-10-31	4 327,5	1 445,8	
	GL-68		89-11-01	90-10-31	6 409,2	2 119,8	4 237,5
			90-11-01	91-10-31	4 268,5	1 411,8	
			91-11-01	92-10-31	2 134,3	705,9	
	GL-69		87-11-01	90-10-31	5 807,2	1 912,1	7 646,4
			90-11-01	91-10-31	3 867,6	1 273,4	
			91-11-01	92-10-31	1 933,8	636,7	
2. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	Cardston (Alberta) Emerson (Man.) & Niagara Falls (Ont.)	61-10-31	86-10-30	1 019,8	310,2	7 832,3
			86-10-31	87-10-31	255,0	77,6	
	GL-17		66-11-01	67-10-31	339,9	103,4	4 652,8
			67-11-01	89-10-31	679,9	206,8	
	GL-25		68-11-01	69-10-31	339,9	103,4	4 905,4
			69-11-01	91-10-31	679,9	206,8	
			91-11-01	92-10-31	439,0	133,6	
			92-11-01	93-10-31	390,9	119,0	
	GL-36		70-11-01	85-10-31	339,9	103,4	1 628,5
			85-11-01	86-10-31	170,0	51,7	
			86-11-01	87-10-31	85,0	25,9	
	GL-52	Aden (Alberta)	80-01-01	83-03-31	1 416,4	283,3	2 266,4
			83-04-01	87-12-31	1 133,1	283,3	
	GL-53	Cardston (Alberta) Emerson (Man.) & Niagara Falls (Ont.)	86-07-01	86-10-31	340,0	34,5	86,2
			86-11-01	87-10-31	170,0	51,7	
	GO-3-79	Reagan Fields (Alberta)	79-05-01	93-12-31	30,0	10,3	105,0
	GL-70	Niagara Falls (Ont.)	86-11-01	87-10-31	637,4	193,9	814,1
			87-11-01	90-10-31	509,9	155,1	
			90-11-01	91-10-31	339,6	103,3	
			91-11-01	92-10-31	169,8	51,6	

Gaz

3. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour l'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum d'exportations		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
	GL-71	Niagara Falls (Ont.)	89-11-01	90-10-31	340,0	103,4	206,7
			90-11-01	91-10-31	226,4	68,9	
			91-11-01	92-10-31	113,2	34,4	
	GL-72	Aden (Alberta)	88-01-01	88-10-31	1 133,1	236,1	1 085,7
			88-11-01	90-10-31	1 133,1	283,3	
			90-11-01	91-10-31	754,6	188,7	
			91-11-01	92-10-31	377,3	94,3	
3. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54	Monchy (Sask.)	83-04-01	83-12-31	1 450,0	387,7	3 556,1
			84-01-01	87-12-31	1 450,0	517,0	
		Huntingdon (C.-B.)	80-01-01	81-10-31	1 110,4	368,3	
			81-11-01	81-12-31	1 450,0	70,8	
			82-01-01	83-03-31	1 450,0	423,5	
	GL-74	Monchy (Sask.)	88-01-01	88-10-31	1 450,0	430,8	1 981,3
			88-11-01	90-10-31	1 450,0	517,0	
			90-11-01	91-10-31	965,7	344,3	
			91-11-01	92-10-31	482,8	172,2	
4. Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	Emerson (Man.)	72-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
	GL-61	Emerson, Man. et Monchy (Sask.) Maximum combiné	80-11-01	85-10-31	5 665,6	2 067,9	13 389,6
			85-11-01	86-10-31	4 532,5	1 654,0	
			86-11-01	87-10-31	3 824,3	1 396,0	
		Maxima permis à Monchy (Sask.) faisant partie des volumes combinés d'Emerson/Monchy	81-11-01	84-10-31	3 232,9	1 180,0	7 278,9
			84-11-01	85-10-31	3 891,1	1 438,4	
			85-11-01	86-10-31	3 682,6	1 344,0	
			86-11-01	87-10-31	2 620,3	956,5	
	GL-75		87-11-01	89-10-31	3 824,3	1 396,0	2 792,0
			87-11-01	89-10-31	1 912,2	698,0	1 396,0
5. Corporation de GNL du Canada	GL-76	Port Simpson Bay (C.-B.)	86-04-01	86-12-31	N/S	2 258,0	62 761,0
			87-01-01	87-12-31	N/S	3 309,0	
			88-01-01	88-12-31	N/S	3 986,0	
			89-01-01	89-12-31	N/S	4 136,0	
			90-01-01	2000-12-31	N/S	4 362,0	
			2001-01-01	2001-03-31	N/S	1 090,0	
6. Czar Resources Limited	GO-7-84	Huntingdon (C.-B.)	84-11-01	85-10-31	N/S	95,9	95,9
7. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague (Man.)	70-11-01	95-10-31	80,3	9,5	229,0
	GL-29	Fort Frances (Ont.)	70-11-01	95-10-31	915,6	218,5	5 462,2
	GL-30[b]	Sprague (Man.)	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1

Gaz

3. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour l'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum d'exportations		
			Du	Au	Quotidien ($10^3 m^3$)	Annuel ($10^6 m^3$)	À terme ($10^6 m^3$)
8. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	3 540,0	1 292,1	13 567,0
			93-11-01	94-10-31	2 655,0	969,1	
			94-11-01	95-10-31	1 770,0	646,0	
			95-11-01	96-10-31	885,0	323,0	
9. Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	Cornwall (Ont.)	80-01-01	82-10-31	350,0	89,1	1 500,2
			82-11-01	83-03-31	350,0	37,1	
			83-04-01	83-10-31	1 200,0	145,8	
			83-11-01	85-10-31	1 200,0	250,0	
			85-11-01	87-10-31	1 200,0	275,0	
	GL-78		87-11-01	90-10-31	1 200,0	275,0	1 099,7
			90-11-01	91-10-31	799,2	183,1	
			91-11-01	92-10-31	399,2	91,6	
10. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
			93-11-01	94-10-31	3 249,4	1 186,0	
			94-11-01	95-10-31	2 166,2	790,7	
			95-11-01	96-10-31	1 083,1	395,4	
	GL-96 (Consolidated de GL-59, GL-63 et GL-65)	Kingsgate (C.-B.)	84-11-01	85-10-31	7 478,6	2 488,3	27 990,9
			85-11-01	94-10-31	7 478,6	2 488,3	
			94-11-01	95-10-31	4 980,7	1 657,2	
			95-11-01	96-10-31	2 490,7	828,6	
	GL-97 (Consolidated de GL-58, GL-62 et GL-66)	Monchy (Sask.)	84-11-01	85-10-31	24 928,5	8 294,4	82 935,7
			85-11-01	94-10-31	24 928,5	8 294,4	
			94-11-01	95-10-31	16 602,4	5 524,1	
			95-11-01	96-10-31	8 301,2	2 762,0	
11. ProGas Limited	GL-56	Emerson (Man.) et Monchy (Sask.) Maximum combiné	80-11-01	85-10-31	9 440,9	3 100,0	17 050,0
			85-11-01	86-10-31	7 552,7	2 480,0	
			86-11-01	87-10-31	5 664,5	1 060,0	
		Maxima permis à Monchy (Sask.) faisant partie des volumes combinés Emerson/Monchy	81-11-01	82-10-31	2 613,7	954,0	10 100,7
			82-11-01	84-10-31	4 849,4	1 770,0	
			84-11-01	85-10-31	6 457,6	2 357,0	
			85-11-01	86-10-31	6 797,4	2 480,0	
			86-11-01	87-10-31	5 098,1	1 860,0	

Gaz

3. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour l'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum d'exportations		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
	GL-79		87-11-01	88-10-31	3 776,4	1 240,0	1 860,0
			88-11-01	89-10-31	1 888,2	620,0	
			87-11-01	88-10-31	3 398,8	1 240,0	1 674,0
			88-11-01	89-10-31	1 699,4	620,0	
	GL-80	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	1 420,0	518,3	5 442,1
			93-11-01	94-10-31	1 065,0	388,7	
			94-11-01	95-10-31	710,0	259,1	
			95-11-01	96-10-31	355,0	129,6	
	GL-81	Emerson (Man.)	83-11-01	92-10-31	5 270,0	1 923,5	20 196,7
			92-11-01	93-10-31	3 952,5	1 442,6	
			93-11-01	94-10-31	2 635,0	961,7	
			94-11-01	95-10-31	1 317,5	480,9	
12. Sulpetro Limited	GL-57	Niagara Falls (Ont.)	80-01-01	80-10-31	2 089,1	612,8	1 869,6
			80-11-01	82-10-31	2 089,1	762,5	
			82-11-01	82-11-03	2 125,0	608,4	
			82-11-04	83-10-31	2 125,0	608,4	
			83-11-01	84-02-29	2 125,0	170,0	
	GL-82		83-11-01	87-10-31	2 125,0	775,6	4 653,7
			87-11-01	88-10-31	1 700,0	620,5	
			88-11-01	89-10-31	1 275,0	465,4	
			89-11-01	90-10-31	850,0	310,2	
			90-11-01	91-10-31	425,0	155,1	
13. Tenneco LNG Inc.	GL-49	St. Stephen (N.-B.)	(c)		32 295,0	11 820,0	(c)
14. TransCanada PipeLines Limited	GL-18	Emerson (Man.)	65-11-01	66-10-31	708,2	226,6	33 993,4
			66-11-01	89-10-31	4 277,5	1 481,5	
	GL-19	Philipsburg (Qué.)	65-11-01	82-10-31	600,6	184,1	3 059,4
			82-11-01	83-10-31	634,5	184,1	
			83-11-01	84-10-31	657,2	184,1	
			84-11-01	85-10-31	679,9	184,1	
			85-11-01	86-10-31	702,5	184,1	
			86-11-01	89-10-31	725,2	184,1	
	GL-20	Emerson (Man.)	67-11-01	91-10-31	2 662,8	909,3	21 670,8
	GL-21[d]		68-11-05	91-10-31	N/S	7 019,1	169 967,0
	GL-37		70-11-01	90-10-31	5 546,6	2 030,1	40 601,0
	GL-38		70-11-01	90-10-31	1 416,4	518,4	10 368,0
	GL-39		70-11-01	90-10-31	204,0	74,6	1 493,0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	323,8	60 316,5
			71-11-01	94-10-31	N/S	2 612,3	
	GL-43		71-11-01	91-10-31	N/S	481,6	9 631,5

Gaz

3. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour l'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum d'exportations		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
	GL-60		80-01-01	80-10-31	6 317,1	800,0	10 896,4
			80-11-01	84-10-31	6 317,1	2 096,3	
			84-11-01	85-10-31	4 737,8	1 572,2	
			85-11-01	85-12-14	3 158,6	139,0	
	GL-83	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	86-10-31	1 133,1	414,0	9 350,2
			86-11-01	94-10-31	2 620,3	959,0	
			94-11-01	95-10-31	1 521,3	556,8	
			95-11-01	96-10-31	774,3	283,4	
	GL-84		84-11-01	93-10-31	1 416,4	518,4	5 054,4
			93-11-01	94-10-31	1 062,3	388,8	
	GL-85		84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 108,8
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
	GL-86	Emerson (Man.)	84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 886,4
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
			94-11-01	95-10-31	1 416,4	518,4	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
	GL-87		84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 886,4
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
			94-11-01	95-10-31	1 416,4	518,4	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
	GL-88	Emerson (Man.) ou Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	4 249,2	1 555,2	16 329,6
			93-11-01	94-10-31	3 186,9	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	777,6	
			95-11-01	96-10-31	1 062,3	388,8	
	GL-89	Emerson (Man.)	84-11-01	85-10-31	6 317,1	524,1	12 960,8
			85-11-01	86-10-31	6 317,1	1 957,3	
			86-11-01	90-10-31	6 317,1	2 096,3	
			90-11-01	91-10-31	4 207,2	1 396,1	
			91-11-01	92-10-31	2 103,6	698,1	
	GL-90	Niagara Falls (Ont.)	85-11-01	94-10-31	1 416,4	518,4	5 443,2
			94-11-01	95-10-31	1 062,3	388,8	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
			96-11-01	97-10-31	354,1	129,6	
15. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91[e]	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	8 498,4	1 555,2	16 329,6
			93-11-01	94-10-31	6 373,8	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	4 249,2	777,6	
			95-11-01	96-10-31	2 124,6	388,8	
16. Union Gas Limited	GL-64	Windsor (Ont.)	80-11-01	85-10-31	1 100,0	284,0	1 420,0
	GL-92		85-11-01	90-10-31	1 100,0	284,0	1 703,7
			90-11-01	91-10-31	732,6	189,1	
			91-11-01	92-10-31	366,3	94,6	

Gaz

3. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour l'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum d'exportations		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
17. Westcoast Transmission Company Limited	GL-4	Kingsgate (C.-B.)	61-12-10	81-12-09	4 305,8	1 444,7	35 250,9
			81-12-10	82-10-31	4 305,8	1 300,0	
			82-11-01	84-10-31	4 305,8	1 444,7	
			84-11-01	85-10-31	3 229,4	1 083,5	
			85-11-01	86-10-31	2 152,9	722,4	
			86-11-01	87-10-31	1 076,5	361,2	
	GL-41	Huntingdon (C.-B.) Kingsgate (C.-B.) & Monchy (Sask.)	71-11-01	72-10-31	20 773,9	7 223,1	143 495,2
			72-11-01	80-10-31	22 922,9	7 970,3	
			80-11-01	83-03-31	24 622,6	7 970,3	
			83-04-01	83-10-31	26 039,0	4 706,2	
			83-11-01	89-10-31	26 039,0	8 067,8	
	GL-93	Huntingdon (C.-B.)	89-11-01	92-10-31	8 498,3	3 101,9	13 958,5
			92-11-01	93-10-31	6 373,7	2 326,4	
			93-11-01	94-10-31	4 249,1	1 550,9	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	775 5	
	GL-94	Huntingdon (C.-B.) Kingsgate, (C.-B.) et Monchy (Sask.) Maximum combiné	89-11-01	90-10-31	13 731,0	4 637,1	9 269,5
			90-11-01	91-10-31	9 144,8	3 088,3	
			91-11-01	92-10-31	4 572,4	1 544,1	
		Maxima permis à Monchy (Sask.) faisant partie des volumes combinés Huntingdon/Kingsgate/ Monchy	89-11-01	90-10-31	1 416,4	517,0	
			90-11-01	91-10-31	1 416,4	517,0	
			91-11-01	92-10-31	1 416,4	517,0	
		Maxima permis à Kingsgate (C.-B.) faisant partie des volumes combinés Huntingdon/Kingsgate/ Monchy	89-11-01	90-10-31	2 832,8	N/S	
			90-11-01	91-10-31	2 832,8	N/S	
			91-11-01	92-10-31	2 832,8	N/S	

(a) Cette licence autorise l'exportation du gaz naturel que la détentrice de la licence a importé près de Willow Creek (Saskatchewan) en vertu de la licence GLI-5.

(b) Cette licence autorise une exportation près de Sprague (Manitoba) pour importation près de Rainy River (Ontario).

(c) Cette licence doit commencer à la date de la livraison initiale et expirer 20 1/2 ans plus tard ou pas plus de 25 ans. Le gaz naturel liquéfié exporté aura déjà été importé par le détenteur de la licence près de Saint-Jean (N.-B.) en vertu de la licence GLI-7.

(d) Cette licence autorise une exportation près d'Emerson (Manitoba) pour réimportation près de Sault Ste-Marie et Sarnia (Ontario) pour desservir le marché de l'est du Canada.

(e) Cette licence autorise l'exportation de gaz naturel déjà importé et stocké au Canada.

N/S Non spécifié

Gaz

4. Licences et ordonnances à long terme pour les exportations de propane, de butanes, d'éthane, d'éthylène, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volumes maximaux (m^3)
			Du	Au	
PROPANE					
1. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	Tout point sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	79-01-01	79-12-31	92 698
			80-01-01	80-12-31	92 698
			81-01-01	81-12-31	92 698
			82-01-01	82-12-31	92 698
			83-01-01	83-12-31	92 698
			84-01-01	84-12-31	92 698
			85-01-01	85-12-31	92 698
			86-01-01	86-12-31	92 698
			87-01-01	87-12-31	92 698
			88-01-01	88-12-31	92 698
			89-01-01	89-12-31	92 698
			90-01-01	90-12-31	92 698
			91-01-01	91-12-31	92 698
			92-01-01	92-12-31	92 698
			93-01-01	93-12-31	92 698
			94-01-01	94-12-31	77 206
	EPR-918-79[a]	Semblable à GL-32	79-09-06	96-01-31	Non spécifié
2. Dome Petroleum Limited	GL-31	Semblable à GL-32	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	656 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	83-12-31	133 254
			84-01-01	84-12-31	133 254
			85-01-01	85-12-31	133 254
			86-01-01	86-12-31	133 254
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 968
	GL-46[b]	Semblable à GL-32	78-04-01	79-03-31	619 047
			79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour les exportations de propane, de butanes, d'éthane, d'éthylène, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance Du	Au	Volumes maximaux (m^3)
	EPR-917-79[a]	Semblable à GL-32	79-09-06	96-01-31	Non spécifié
	EPR-930-84[b]	Tout point dans la province de l'Ontario sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	84-04-01	84-12-31	458 335
			85-01-01	84-12-31	608 335
			86-01-01	86-12-31	608 335
			87-01-01	87-12-31	608 335
			88-01-01	88-12-31	608 335
			89-01-01	89-12-31	608 335
			90-01-01	90-12-31	608 335
			91-01-01	91-12-31	608 335
			92-01-01	92-04-15	153 100
3. Compagnie pétrolière impériale Ltée	EPR-922-80[a]	Gretna (Man.)	80-09-01	90-08-31	Non spécifié
4. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	Semblable à GL-32	79-01-01	79-12-31	63 730
			80-01-01	80-12-31	63 730
			81-01-01	81-12-31	63 730
			82-01-01	82-12-31	63 730
			83-01-01	83-12-31	63 730
			84-01-01	84-12-31	63 730
			85-01-01	85-12-31	63 730
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 968
	EPR-919-79[a]	Semblable à GL-32	79-06-06	91-01-31	Non spécifié
BUTANES					
5. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	Gretna (Man.)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
6. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	Tout endroit sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	78-04-01	79-03-31	792 461
			79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour les exportations de propane, de butanes, d'éthane, d'éthylène, au 31 décembre 1984.

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volumes maximaux (m^3)
			Du	Au	
	EBU-132-74[a]	Gretna (Man.)	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
	EBU-929-84[b]	Tout point de la province de l'Ontario situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	84-04-01	84-12-31	340 650
			85-01-01	85-12-31	452 135
			86-01-01	86-12-31	452 135
			87-01-01	87-12-31	452 135
			88-01-01	88-12-31	452 135
			89-01-01	89-12-31	452 135
			90-01-01	90-12-31	452 135
			91-01-01	91-12-31	452 135
			92-01-01	92-12-31	128 825
7. Compagnie pétrolière Impériale	EBU-911-80[a]	Gretna (Man.)	80-09-01	90-08-31	Non spécifié
8. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	Gretna (Man.)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Gretna (Man.)	82-07-01	92-06-30	Non spécifié

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme pour les exportations de propane, de butanes, d'éthane, d'éthylène, au 31 décembre 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volumes maximaux (m^3)
			Du	Au	
ÉTHANE					
10. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	Tout point sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	78-04-01	79-03-31	530 325
			79-04-01	80-03-31	537 245
			80-04-01	81-03-31	547 703
			81-04-01	82-03-31	565 080
			82-04-01	83-03-31	571 399
			83-04-01	84-03-31	549 883
	GL-47	Elmore (Sask.) et Windsor (Ont.)	78-08-15	78-12-31	835 298
			79-01-01	79-12-31	2 211 664
			80-01-01	80-12-31	2 195 866
			81-01-01	81-12-31	2 053 688
			82-01-01	82-12-31	1 563 962
			83-01-01	83-12-31	1 405 986
			84-01-01	84-12-31	1 184 820
			85-01-01	85-12-31	458 130
	GO-1-76[a]	Elmore (Sask.)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/année
	GL-51	Elmore (Sask.) et Windsor (Ont.)	79-06-21	93-12-31	19 069 000
ÉTHYLÈNE					
11. Dow Chemical du Canada Limitée	EYL-1-76	Elmore (Sask.) Sarnia et Windsor (Ont.)	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/année
	EYL-2-76[a]	Elmore (Sask.)	78-01-01	97-12-31	181 438 810 kg/année

(a) Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation/exportation où le produit importé est exporté par la suite.
(b) Cette licence/ordonnance autorise l'exportation d'un produit pour importation subséquente.

Gaz

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1984

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance		Volume maximum importé		
			Du	Au	Quotidien ($10^3 m^3$)	Annuel ($10^6 m^3$)	À terme ($10^6 m^3$)
1. Border Utilities Limited	GO-2-66	Coutts (Alberta)	66-06-02	85-09-14	30,0	N/S	N/S
2. Canadian Western Natural Gas Co. Ltd.	GO-6-66	Coutts (Alberta)	66-09-22	85-09-14	30,0	N/S	N/S
	GO-6-84		84-11-01	85-10-31	N/S	3,4	3,4
3. Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	Willow Creek (Sask.)	71-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
4. ICG Transmission Limited	GL-30[b]	Rainy River (Ont.)	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John (N.-B.)	(c)		N/S	418,68PJ	8 373,6PJ
6. TransCanada PipeLines Limited	GL-21[d]	Sault Ste-Marie et Sarnia (Ont.)	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019,1	169 967,0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	232,8	
			71-11-01	94-10-21	N/S	2 612,3	60 316,5
7. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91[e]	Sarnia (Ont.)	84-11-01	93-10-31	4 249	1 555,2	
			93-11-01	94-10-31	3 156,9	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	777,6	
			95-11-01	96-10-31	1 062,3	388,8	16 329,6

(a) Cette licence autorise une importation de gaz naturel que le détenteur de la licence exportera subséquemment près d'Emerson (Manitoba) en vertu de la licence GL-44.
(b) Cette licence autorise une importation de gaz naturel que le détenteur de la licence a exporté près de Sprague (Manitoba).
(c) Cette licence doit commencer à la date de la livraison initiale et expirer 20 ans 1/2 plus tard, ou une durée totale ne dépassant pas 25 ans. Ce gaz naturel liquéfié importé par la présente doit être subséquemment exporté près de St. Stephen (Nouveau-Brunswick), en vertu de la licence GL-49.
(d) Cette licence autorise une importation de gaz naturel que le détenteur de la licence a déjà exporté près d'Emerson (Manitoba). Ce gaz naturel dessert les marchés canadiens.
(e) Cette licence autorise une importation de gaz naturel pour stockage au Canada et exportation subséquente aux États-Unis.
N/S Non spécifié
PJ Pétajoules

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1984

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance		Volume maximum importé (m^3)
			Du	Au	
PROPANE					
1. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	EPR-918-79[a]	À tout endroit de la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	79-09-06	96-01-31	Non spécifié
2. Dome Petroleum Limited	GL-46[a]	Sarnia (Ont.)	78-04-01	79-03-31	619 047
		Windsor (Ont.)	79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000
BUTANES					
3. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 158
			84-01-01	84-12-31	359 244
			85-01-01	85-12-31	308 345
			86-01-01	86-12-31	260 131
			87-01-01	87-12-31	239 549
			88-01-01	88-12-31	205 008
			89-01-01	89-12-31	179 455
			90-01-01	90-12-31	163 527
			91-01-01	91-12-31	135 973
			92-01-01	92-12-31	122 506
			93-01-01	93-12-31	95 286
			94-01-01	94-12-31	91 062
4. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	Sarnia (Ont.)	78-04-01	79-03-31	792 461
		Windsor (Ont.)	79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551
	EBU-132-74[a]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	332 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627

Gaz

6. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1984

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance		Volume maximum importé (m^3)
			Du	Au	
	EBU-132-73[c]	Sarnia (Ont.)	91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
5. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[a]	Sarnia (Ont.)	80-09-01	90-08-31	Non spécifié
6. PanCanadian Gas Company Limited	EBU-134-74[a]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
7. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Sarnia (Ont.)	82-07-01	92-06-30	Non spécifié
ÉTHANE					
8. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	Sarnia (Ont.) et Windsor (Ont.)	78-04-01	79-03-31	530 325
			79-04-01	80-03-31	537 245
			80-04-01	81-03-31	547 703
			81-04-01	82-03-31	565 080
			82-04-01	83-03-31	571 399
			83-04-01	84-03-31	549 883
	GO-1-76[a]	Windsor (Ont.)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/année
ÉTHYLÈNE					
9. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76[a]	Windsor (Ont.)	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/année

(a) Cette licence/ordonnance autorise une importation de produit qui a déjà été exporté.
(b) Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation par laquelle un produit importé est subséquemment exporté.
kg = kilogrammes

Gaz

7. Exportations de gaz naturel

Exportateur	Numéro de licence/ ordonnance	Millions de mètres cubes		
		Réel 1983	Préliminaire 1984	Cumulatif au 31-12-1984
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	4 645,6	4 727,5	99 073,6
	GL-16	210,0	522,8	30 294,6
	GL-24	132,5	135,6	27 497,4
	GL-35	2 062,8	1 194,2	25 182,7
2. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	1,8	,0	6 386,2
	GL-17	,8	,0	3 034,4
	GL-25	—	,0	3 516,3
	GL-36	30,3	—	1 183,2
	GL-52	74,3	184,9	532,2
	GO-3-79	3,4	2,1	11,0
3. Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	254,4	368,5	5 240,6
	GL-61	607,3	844,6	3 528,3
4. Czar Resources Ltd.	GO-7-84	,0	2,7	2,7
5. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	8,2	8,7	115,1
	GL-29	151,4	146,3	2 554,6
	GL-30[b]	246,6	226,9	3 894,7
6. Niagara Gas Transmission Limited	GL-6	27,7	,0	2 676,9
	GL-55	152,7	228,1	573,2
7. Pan-Alberta Ltd.	GL-58	3 137,4	3 054,6	7 619,8
	GL-59	1 097,4	1 145,3	4 169,8
	GL-62	,0	19,2	19,2
	GL-63	,0	57,6	57,6
	GL-96	,0	81,5	81,5
	GL-97	,0	193,2	193,2
8. Progas Limited	GL-56	1 493,6	1 541,3	5 168,5
9. Sulpetro Limited	GL-57	452,7	72,3	1 867,6
	GL-82	,0	358,7	358,7
	GO-4-84	,0	102,6	102,6

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel

Exportateur	Numéro de licence/ ordonnance	Millions de mètres cubes		
		Réel 1983	Préliminaire 1984	Cumulatif au 31-12-1984
10. TransCanada PipeLines Limited	GL-18	48,0	309,9	19 561,0
	GL-19	130,6	140,8	1 882,7
	GL-20	403,1	377,5	13 157,9
	GL-21[c]	4 506,7	5 488,2	92 810,0
	GL-37	839,9	854,1	25 449,3
	GL-38	178,1	492,5	6 348,4
	GL-39	1,7	17,5	822,6
	GL-42[c]	1 677,4	2 042,6	28 377,5
	GL-43	,0	,0	1 335,9
	GL-60	999,6	1 251,1	5 957,3
	GL-83	,0	69,1	69,1
	GL-89	,0	,0	,0
	GO-1-84	,0	,7	,7
	GO-2-84[c]	,0	40,1	40,1
11. Union Gas Limited	GL-64	196,4	104,3	888,4
12. Westcoast Transmission Limited	GL-4	656,4	1 452,2	28 189,7
	GL-41	2 424,9	1 681,0	69 186,0
	GO-5-84	,0	27,4	27,4
EXPORTATIONS BRUTES		26 854,2	29 568,2	529 040,2
EXPORTATIONS NETTES[d]		20 169,1	21 401,9	398 677,3

(a) Cette licence autorise une exportation de gaz naturel que le détenteur de la licence a importé près de Willow Creek (Saskatchewan), en vertu de la licence GLI-5.

(b) Cette licence autorise une exportation près de Sprague (Manitoba) pour importation près de Rainy River (Ont.).

(c) Cette licence autorise une exportation près d'Emerson (Manitoba) pour importation près de Sault Ste-Marie et Sarnia (Ont.) pour desservir les marchés de l'est du Canada.

(d) Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.

Gaz

8. Importations de gaz naturel

Importateur	Numéro de licence/ ordonnance	Millions de mètres cubes		
		Réel 1983	Préliminaire 1984	Cumulatif au 31-12-1984
1. Border Utilities Ltd.	GO-2-66	,9	,9	17,4
				,0
2. Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	GO-6-66	3,0	1,2	32,3
	GO-6-84	,0	1,5	1,5
				,0
3. Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	258,1	374,5	5 322,0
				,0
4. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	246,6	226,9	3 894,7
				,0
5. TransCanada PipeLines Limited	GL-21[c]	4 480,6	5 469,0	92 685,6
	GL-42[c]	1 840,3	2 035,3	28 503,9
	GO-2-84[c]	,0	39,5	39,5
IMPORTATIONS BRUTES		6 829,5	8 148,8	130 496,9
IMPORTATIONS NETTES[d]		3,9	3,6	51,2

(a) Cette licence autorise une importation de gaz naturel que le détenteur de la licence exportera subséquemment près d'Emerson (Manitoba), en vertu de la licence GL-44.

(b) Cette licence autorise une importation de gaz naturel que le détenteur de la licence a déjà exporté près de Sprague (Manitoba).

(c) Cette licence autorise une importation de gaz naturel que le détenteur de la licence a déjà exporté près d'Emerson (Manitoba). Ce gaz naturel dessert les marchés du Canada.

(d) Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.

Gaz

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances à long terme — 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1983	Préliminaire 1984
		(en mètres cubes)	
PROPANE			
1. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	92 695	92 643
	EPR-918-79[a]	574 273	791 739
	EPR-928-83[b]	4 706	–
	EPR-929-83[b]	0	0
2. Dome Petroleum Limited	GL-31	133 254	133 254
	GL-46[b]	494 882	195 521
	EPR-917-79[a]	459 406	510 834
	EPR-930-84[b]	–	294 783
3. Compagnie pétroliere Impériale Limitée	EPR-922-80[a]	409 873	428 816
4. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	0
	EPR-919-79[a]	203 507	256 83[illegible]
EXPORTATIONS BRUTES		2 372 596	2 704 429
EXPORTATIONS NETTES[c]		225 949	225 897
BUTANES			
5. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	365 540	422 768
	EBU-928-83[b]	0	0
6. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[a]	279 283	72 766
	EBU-132-74[b]	382 283	452 031
	EBU-929-84[b]	–	212 244
7. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[a]	233 091	230 238
8. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	84 615	103 077
9. Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	49 645	20 636
EXPORTATIONS BRUTES		1 394 422	1 513 760
EXPORTATIONS NETTES[c]		0	0
ÉTHANE			
10. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	457 226	176 909
	GL-47	1 589 072	1 184 820
	GL-51	1 241 000	1 279 419
	GO-1-76[a]	0	0
EXPORTATIONS BRUTES		3 287 298	2 641 148
EXPORTATIONS NETTES[c]		2 830 072	2 464 239

Gaz

9. (suite) Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances à long terme — 1984

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1983	Préliminaire 1984
		(en kilogrammes)	
ÉTHYLÈNE			
11. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	46 041 696	26 779 360
	EYL-2-76[a]	68 038 860	68 030 860
12. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EYL-1-82	0	–
13. Petrosar Limited	EYL-2-82	0	–
EXPORTATIONS BRUTES		114 080 556	94 810 220
EXPORTATIONS NETTES[c]		0	0

(a) Cette licence/ordonnance autorise une exportation de produit pour importation subséquente.
(b) Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation par laquelle le produit exporté a été déjà importé.
(c) Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.
(d) Cette licence autorise une exportation d'éthylène à Elmore (Saskatchewan) et est assortie de la condition que le produit exporté *peut être* importé à Windsor (Ont.) et ré-exporté à Sarnia ou Windsor (Ont.). En 1983 et 1984, tout ce qui a été exporté à Elmore (Sask.) a été importé à Windsor (Ont.) sans autre mouvement de produit.

Gaz

10 Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances à long terme — 1984

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1983	Préliminaire 1984
		(en mètres cubes)	
PROPANE			
1. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	EPR-918-79[a]	569 522	800 673
	EPR-928-83[b]	4 706	–
	EPR-929-83[b]	0	0
2. Dome Petroleum Limited	GL-46[b]	381 496	102 525
	EPR-917-79[a]	492 750	550 745
	EPR-930-84[b]	–	274 413
3. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80[a]	390 971	409 462
4. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[a]	203 507	256 839
IMPORTATIONS BRUTES		2 042 952	2 394 657
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0

Gaz

18 (suite) Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances à long terme — 1984

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1983	Préliminaire 1984
		(en mètres cubes)	
BUTANES			
5. Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	362 579	404 431
	EBU-928-83[b]	0	0
6. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	277 967	73 812
	EBU-132-74[a]	382 972	452 035
	EBU-929-84[b]	—	209 492
7. Compagnie pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[a]	212 600	216 779
8. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	84 651	103 077
9. Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	52 103	25 363
IMPORTATIONS BRUTES		1 372 872	1 484 989
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0
ÉTHANE			
10. Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	420 164	5 710
	GO-1-76[a]	0	0
	GO-1-83	0	159 994
	GO-3-84	—	99 159
IMPORTATIONS BRUTES		420 164	264 863
IMPORTATIONS NETTES[c]		2 830 072	259 153
		(en kilogrammes)	
ÉTHYLÈNE			
11. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	46 041 696	26 779 360
	EYL-2-76[a]	68 038 860	68 030 860
IMPORTATIONS BRUTES		114 080 556	94 810 220
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0

(a) Cette licence/ordonnance autorise une exportation de produit qui a déjà été exporté.
(b) Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation par laquelle un produit importé est exporté par la suite.
(c) Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.
(d) Cette licence autorise une importation d'éthylène qui a déjà été exportée à Elmore (Sask.) assortie de la condition que le produit importé à Windsor (Ont.) peut être ré-exporté à Sarnia ou à Windsor (Ont.). En 1983 et 1984, tout ce qui a été exporté à Elmore (Sask.) a été importé à Windsor (Ont.) sans autre mouvement de produit.

Gaz

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes (Volume en mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	Réel 1983	Préliminaire 1984	Réel 1983	Préliminaire 1984
Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	275 693	313 099	376 909	388 068
Atlantic Speedy Propane Ltd.	74	70	–	–
Burnwell Gas of Canada Ltd.	16 740	30 220	–	–
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	41 960	37 864	16 335	46 503
Canadian Superior Oil Ltd.	39 028	53 793	36 708	91 362
Can-Am Liquids Corp. Ltd.	12 616	12 934	5 939	1 684
Chevron Canada Resources Ltd.	157 943	128 289	36 537	6 873
Dillingham Construction Ltd.	0	0	–	–
Dome Petroleum Limited	645 654	766 940	595 077	603 533
Elgin Petroleum Limited	2 127	585	2 040	14 862
Gas Supply (Mpls) Ltd.	–	–	3 484	0
Gray Oil Corp. Ltd.	–	–	359	0
Les Produits Gulf Canada Inc.	369	302 913	–	6 221
Home Oil Company Limited	35 922	32 771	45 086	59 513
Husky Oil Operations Ltd.	3 326	621	5 276	716
ICG Gaz Liquide Ltée	10 230	–	–	–
ICG Liquid Gas Ltd.	16 415	37 223	–	–
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	207 295	215 479	334 480	331 686
Kildair Service Ltée	0	0	–	0
Koch Hydrocarbons Canada	3 893	2 168	63 720	58 260
Mobil Oil Canada Ltd.	111 215	119 731	48 940	51 982
M-P Oils Ltd.	10 906	7 597	3 050	15 944
NGL Supply Ltd.	753	2 424	2 813	15 210
Northern Petro Products Corp. Ltd.	821	234	3 101	0
PanCanadian Gas Products Ltd.	178 931	165 484	84 820	91 207
Petro-Canada Inc.	357 600	435 957	242 957	295 260
Petrowest Petroleum Ltd.	7 007	14 383	6 697	28 916
Pounder Emulsions Ltd.	–	1 355	–	2 177
Proflame Limited	322	–	–	–
Raymond Gas Liquids Inc.	5 076	7 374	1 827	2 067
Rivecal Energy Ltd.	–	–	612	244
Shell Canada Limitée	141 240	171 690	138 702	131 731
Stephens Energy Limited	86 918	63 670	52 674	80 543
Stillings Canada Petroleum Company	44 099	41 161	23 430	21 663
Sunoco Inc.	–	6 269	–	11 531
Texaco Canada Inc.	118 601	118 102	144 254	133 202
Union Oil Co. of Canada Ltd.	18 478	18 074	–	366
Union Texas Canada Ltd.	14 695	1 254	–	–
TOTAUX	2 935 570	3 109 728	2 275 827	2 491 324

Pétrole

1. Ordonnances délivrées en 1984 pour l'approbation de nouvelles installations pipelinières, y compris la construction de pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Requérante	Ordonnance n°	Délivrée	Installations	Coût estimatif ($)
Pipe Line Interprovincial Ltée	XO-2-84	84-04-11	Nouvelle station de pompage et canalisation de 13,2 kilomètres en Ontario	11 000 000
Manito Pipelines Ltd.	XO-5-84	84-06-20	Modification et addition d'unités de pompage à des stations existantes en Saskatchewan	468 500
Manito Pipelines Ltd.	XO-6-84	84-10-04	Installations de raccordement en Alberta	7 000
TransMountain Pipe Line Company Ltd.	XO-3-84	84-04-11	Canalisation de 0,9 kilomètre de Westridge à Shellburn en Colombie-Britannique	841 500
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-1-84	84-01-04	Additions et modifications à des stations de pompage en Ontario	1 300 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-4-84	84-05-16	Équipement de pompage en Ontario	250 000

Pétrole

2. Ordonnances délivrées en 1984 approuvant des modifications et des additions aux installations pipelinières existantes

Requérante	Ordonnance n°	Délivrée	Installations	Coût estimatif ($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-14-84	84-07-25	Raccords en "T" de bouchons, simulateur, etc.	66 800
Dome NGL Pipeline Ltd.	XOM-13-84	84-08-08	Imprévus	10 000
Dome NGL Pipeline Ltd. et Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	XOM-13-84	84-08-08	Remplacement de tuyaux et améliorations, etc.	77 320
Pipe Line Interprovincial Ltée	XOM-10-84	84-07-11	Modifications à la station et aux réservoirs, installations d'injection, installations de valorisation des liquides du gaz naturel, système de contrôle à distance des vannes etc.	3 339 930
Pipe Line Interprovincial Ltée	XOM-19-84	84-09-12	Installations d'injection lourde, emprise additionnelle	2 838 000
Pipe Line Interprovincial Ltée	XOM-20-84	84-10-24	Amélioration des installations de communication des stations, de l'équipement, les immeubles, etc.	19 188 000
Pipe Line Interprovincial Ltée	XOM-23-84	84-11-07	Additions aux stations unitaires, croisements entre des canalisations de 24 et 32 pouces, etc.	22 550 000
Pipe Line Interprovincial (NW) Ltée	XOM-12-84	84-07-18	Installations d'injection et de comptage	1 400 000
Manito Pipelines Ltd.	XOM-7-84	84-06-06	Améliorations au système de contrôle, aux installations de comptage et aux stations	412 340

Pétrole

2. (suite) Ordonnances délivrées en 1984 approuvant des modifications et des additions aux installations pipelinières existantes

Requérante	Ordonnance n°	Délivrée	Installations	Coût estimatif ($)
Les Pipe-Lines Montréal Ltée	XOM-3-84	84-02-01	Système de mise à la terre, installations de redresseurs et équipement d'exploitation	32 300
Les Pipe-Lines Montréal Ltée	XOM-18-84	84-08-29	Équipement d'échantillonnage du pétrole et mélangeurs statiques auxiliaires	143 000
Murphy Oil Company Ltd.	XOM-24-84	84-11-21	Installation de comptage	85 000
Petroleum Transmission Company	XOM-8-84	84-06-27	Installations de comptage, vannes de sectionnement, etc.	566 500
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-1-84	84-01-04	Équipement de station, immeubles et terrains, réservoirs, équipement automoteur, équipement de travail et de bureau, communications, etc.	4 265 440
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-2-84	84-01-25	Réservoir, équipement automoteur	1 111 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-5-84	84-04-04	Équipement de station, communications etc.	79 700
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-21-84	84-10-31	Équipement de station, immeubles et terrains, etc.	821 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-22-84	84-11-07	Remplacement de la canalisation, canalisation temporaire de surface	205 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-4-84	84-02-01	Modifications à la station, installations de répartition, communications etc.	1 153 500
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-6-84	84-02-08	Modifications à la station Clarkson	110 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-11-84	84-07-11	Modifications à la station, remplacement de tuyaux, etc.	220 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-15-84	84-08-22	Matériel et logiciel pour la répartituon du pétrole	110 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-16-84	84-09-05	Remplacement du pipeline et abaissement	82 500
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-17-84	84-08-29	Achat de la servitude	52 000
Westspur Pipe Line Company	XOM-9-84	84-07-11	Installations de canalisation et de réservoirs	371 500

Pétrole

3. Exportations de brut canadien et d'équivalent en 1984 et 1983

Société	Destination	1984 (E)		1983	
		Mètres cubes totaux pour l'année	Moyenne quotidienne	Mètres cubes totaux pour l'année	Moyenne quotidienne
Compagnie des pétroles					
Amoco Canada Limitée	Whiting, Indiana	1 515 180	4 140	977 885,6	2 679,1
Ashland Oil Inc.	St. Paul, Minnesota	275 634	753	116 069,5	318,0
Cdn. Hydrocarbons Ltd.	Cut Bank, Montana	–	–	1 313,8	3,6
Clark Oil	Blue Is., Ill.	828 026	2 262	116 352,6	318,8
Conoco Inc.	Billings, Mt.	177 736	486	511 198,9	1 401,0
Consumers Power Co.	Bay City, Mich.	69 752	191	75 736,6	207,4
Exxon	Billing, Mt.	48 635	133		
Farmers Union Central Exchange	Billings, Montana	824 029	2 251	695 214,2	1 904,7
Getty Oil	Guernsey, Wyo.	–	–	95 984,7	262,9
C Itoh	Japon	71 760	197		
Koch Refining Co.	Pine Bend, Minnesota	7 968 851	21 773	7 220 290,5	19 781,6
Laketon Asphalt Refining Inc.	Laketon, Indiana	420 054	1 148	320 007,5	876,7
Marathon Oil Co.	Detroit, Michigan	797 102	2 178	711 621,1	1 949,7
Marubeni Corp.	Japon	–	–	68 159,2	186,7
Mobil Oil Corp.	Joliet, Ill.	1 891 304	5 167	1 384 651,5	3 793,6
Murphy Oil Corp.	Superior, Wisc.	324 155	886	290 166,2	794,9
Nippon Oil	Japon	–	–	71 576,6	196,1
Noco Refining	Tonawanda, NY	174 959	478	202 188,9	553,9
Pilot Petroleum	USG	–	–	71 398,0	195,6
Shell Oil	Washington	196 564	539		
Simmons Refining	Great Falls, Mt.	–	–	102 372,4	280,4
Sun Oil	Marysville, Mich.	154 410	422	471 500,8	1 291,8
Textrade	Japon	–	–	78 962,9	216,3
Total Oil Ltd.	Alma, Mich.	55 659,4	1 519	24 993,4	68,4
Trans World Oil Ltd.	U.S. Gulf	–	–	243 227,5	666,3
Union Oil Co. Calif.	Lemont, Ill.	315 279	861	546 510,9	1 497,3
United Ref.	Warren, Pa.	1 623 550	4 436	1 174 927,1	3 219,5
Universal Petroleum	U.S. Gulf	–	–	60 701,3	166,3
US. Oil	Lima Ohio	158 737	434		
Autre	–	–	–	805,8	2,2
TOTAL:		18 392 311	50 252	15 633 821,3	42 832,3

(E) Estimatif

Pétrole

4. Redevances d'exportation en 1984 pour le pétrole brut (Dollars le mètre cube)

Type	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.(A)	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.(B)
Mélange mixte	43,75	43,75	43,75	41,85	47,05	47,05	47,05	40,45	40,45	40,45	29,45	32,55
Condensat Waterton	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31,00	20,00	23,10
Léger acide canadien	32,90	32,90	32,90	31,00	37,30	37,30	42,33	38,88	38,88	38,88	27,88	31,00
Reagan	44,30	44,30	44,30	42,40	48,70	48,70	48,70	42,10	42,10	42,10	31,10	34,20
Rangeland	–	–	–	–	–	43,45	48,17	41,57	41,57	41,57	30,57	33,65
Mélanges de type Lloydminster	16,25	16,25	16,25	16,25	20,65	22,85	29,15	31,35	31,35	31,35	31,34	34,50
Mélange Wainwright/Kinsella	14,20	14,20	14,20	14,20	18,60	20,80	27,10	29,30	29,30	29,30	29,30	32,45
Fosterton	23,25	23,25	23,25	23,25	27,65	29,85	36,15	38,35	38,35	38,35	38,55	41,50
Smiley-Coleville	16,15	16,15	16,15	16,15	18,80	21,00	27,30	29,50	29,50	29,50	29,50	32,65
Bow River	20,10	20,10	20,10	20,10	24,50	26,70	31,30	33,30	33,30	33,30	33,30	36,45
Midale	24,40	24,40	24,40	24,40	28,80	31,00	34,15	36,35	36,35	36,35	36,35	39,50
Chauvin	14,55	14,55	14,55	14,55	18,95	21,15	27,45	29,65	29,65	29,65	29,65	32,80
Cold Lake	2,15	2,15	2,15	2,15	7,50	9,70	16,00	18,20	18,20	18,20	18,20	21,35

(A) Les redevances d'exportation sont en vigueur à compter du 13 juillet 1984.
(B) Après avoir mis en vigueur une réduction générale de 11,00 $ le mètre cube pour les teneurs légères.

Pétrole

5. Redevances d'exportation en 1984 pour les produits pétroliers raffinés (Dollars par mètre cube) Raffineries de l'est du Canada (Québec et provinces de l'Atlantique)

	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
*Produits pétroliers**												
Raffineries de Montréal	43,05	42,13	40,79	41,42	49,23	47,62	48,47	51,94	55,63	54,03	55,60	57,89
Autres raffineries	37,60	36,40	35,05	35,82	43,50	41,88	42,69	46,19	49,75	48,26	49,74	51,95
Asphalte	34,94	34,94	34,19	34,19	37,00	36,47	36,47	37,91	39,14	38,60	39,13	40,20

* Essence pour moteur, distillats moyens, mazout lourd, pétrole partiellement traité

Pétrole

6. Redevances d'exportation en 1984 pour les produits pétroliers raffinés (Dollars par mètres cubes) (Ontario, des provinces des Prairies et de la Colombie-Britannique)

Type	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Essence à moteur												
De l'Ontario et de C.-B.	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	34,04	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89
Des Prairies	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	27,75
Distillats moyens												
De l'Ontario	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	37,19	34,04	30,89	30,89	35,61	35,61
Des Prairies	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89
De C.-B.	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	37,19	34,04	30,89	30,89	30,89	30,89
Mazout lourd												
De l'Ontario	30,89	30,89	37,19	37,19	37,19	40,34	40,34	40,34	40,34	40,34	40,34	37,20
Des Prairies	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89
De C.-B.	37,60	36,40	35,05	35,82	43,50	41,88	42,69	46,19	49,75	48,26	49,74	51,95
Pétrole partiellement traité	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	27,75
Asphalte	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89

Pétrole

7. Échanges de pétrole brut et d'équivalent avec les États-Unis au moyen des réseaux pipeliniers du Mi-Continent — 1984

Détenteur de la licence	Partenaire d'échange	Quantités estimatives en mètres cubes Exportées	Importées
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	Gladieux	14 500	17 300
Petro Canada Inc.	Murphy	44 385	38 860
Shell Canada Ltd.	Shell Oil Co.	140 000	131 700
Shell Canada Ltée	Conoco Inc.	284 400	293 950
Texaco Canada Ltd.	Texaco Inc.	319 337	308 100
Suncor	Sun Oil	127 700	135 350
TOTAL:		930 322	925 260

Pétrole

8. Expéditions d'échange de l'est du Canada — 1984

Détenteur de la licence	Partenaire d'échange	Quantités estimatives en mètres cubes Exportées	Importées
Petro Canada Inc.	United Refining	609 410	466 349
Texaco Canada Inc.	Texaco Inc.	301 331	300 721
Ultramar Canada Inc.	Conoco Inc.	895 279	922 915
Ultramar Canada Inc.	Texaco Inc.	78 652	78 657
Total		1 884 672	1 768 642

Pétrole

9. Exportations de produits pétroliers faisant l'objet de licences et importations de mazout lourd — 1984 (mètres cubes)

Mois	Exportations Pétrole partiellement traité	d'essence à moteurs et de jet B	Mazout lourd	Distillat moyen	Asphalte	Total	Importations de mazout lourd
Janvier	25 789,0	126 366,5	139 139,7	228 775,4	273,6	520 344,2	190 738,9
Février	46 069,6	88 902,6	120 198,0	238 124,1	1 001,7	494 296,0	166 018,9
Mars	46 248,5	252 802,1	232 736,2	183 849,2	1 100,0	716 736,0	64 784,5
Avril	30 064,4	270 078,8	145 076,5	189 788,1	4 990,3	639 998,1	75 056,6
Mai	55 265,4	155 775,5	148 472,9	367 122,5	20 416,7	747 053,0	106 247,0
Juin	48 007,3	83 986,6	149 219,5	208 665,8	45 338,6	535 217,8	71 004,1
Juillet	35 809,7	80 865,7	175 155,5	163 024,7	51 449,4	506 305,0	85 554,7
Août	37 736,0	92 304,3	101 470,5	228 747,2	50 089,7	510 347,7	34 619,8
Septembre	51 668,9	242 404,9	69 149,9	324 251,2	39 113,2	726 614,0	47 193,3
Octobre	45 658,8	98 989,0	118 249,5	232 219,0	29 180,5	524 296,8	86 871,9
Novembre	40 000,0	57 100,0	150 300,0	171 400,0	26 900,0	445 700,0	77 923,0
Décembre (E)	130 000,0	115 000,0	117 000,0	215 000,0	1 000,0	58 700,0	67 900,0
Total	592 317,6	1 664 576,0	1 666 168,2	2 750 967,2	279 853,7	6 953 908,6	1 073 912,7

(E) Estimatif

Électricité

1. Certificats de commodité et de nécessité publiques pour des lignes internationales de transport d'électricité, délivrées aux termes de l'article 44 en 1984

Requérante	Installations	Coût prévu	Date d'audience	Date de délivrance	N° de certificat
1. Hydro-Québec	Une ligne internationale de transport d'électricité de + 450 kV HTCC s'étendant sur 77,5 km, du poste Des Cantons à un point situé sur la frontière internationale, à 610 mètres à l'ouest de la borne internationale 532, dans la municipalité de Saint-Mathieu-de-Dixville, dans la province du Québec. La ligne comprend les installations de transformation de CA en CC.	231 851 000 $	15 mai 1984	28 nov. 1984	EC-III-21

Électricité

2. Ordonnances relatives à une ligne internationale de transport d'électricité, délivrées en 1984

Type d'ordonnance	Requérante	Installations	Date de délivrance	N° d'ordonnance
Autorisation d'abandon et ordonnance de révocation du certificat de commodité et de nécessité publiques aux termes des paragraphes 43(3) et 47(3).	1. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Ordonnance révoquant le certificat n° EC-2	5 sept. 1984	RO-EC-2
Ordonnance d'exemption en vertu des articles 40, 41 et 43.	1. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Une ligne internationale de transport d'électricité allant du 1er transformateur de distribution au Canada à la frontière internationale à rivière de Chute (Nouveau-Brunswick). Cette ligne monophasée à un seul circuit est exploitée à 7,2 kV.	5 sept. 1984	XE-1-84

Électricité

3. Licences d'exportation de puissance et d'énergie électriques, délivrées aux termes de l'article 82 en 1984

Requérante	Catégorie	Mégawatts	Gigawatt-heures par an	Durée		Date de l'audience	Date de délivrance	N° de licence
				De	À			
1. Hydro-Québec	Interruptible	—	7 000	84-09-01	02-08-31	19 sept. 1983	17 janv. 1984	EL-151
2. Hydro-Québec	Interruptible[a]	2 699	23 564	84-06-01	95-08-31	19 sept. 1983	17 janv. 1984	EL-152
3. Hydro-Québec	Interruptible[a]	2 699	23 564	84-06-01	95-08-31	19 sept. 1983	17 janv. 1984	EL-153
4. Hydro-Québec	Garantie à court terme[b]	1 700	11 220	84-04-05	92-11-30	19 sept. 1983	17 janv. 1984	EL-154
5. Hydro-Québec	Garantie à court terme[c]	1 700	13 140	84-04-05	88-12-31	19 sept. 1983	17 janv. 1984	EL-155
6. Hydro-Québec	Transfert de puissance de transit	5	25	84-07-01	02-08-31	19 sept. 1983	17 janv. 1984	EL-156
7. St. Lawrence Power Company	Transfert de puissance de transit	50	250	84-08-23	89-06-30	3 avril 1984	3 mai 1984	EL-158
8. St. Lawrence Power Company	Interruptible	—	150	84-08-23	89-06-30	3 avril 1984	3 mai 1984	EL-159
9. St. Lawrence Power Company	Transfert de puissance de transit	—	150	84-08-23	89-06-30	3 avril 1984	3 mai 1984	EL-160
10. Canadian Niagara Power Company Limited	Interruptible	—	500	84-10-01	89-09-30	3 avril 1984	3 mai 1984	EL-161
11. British Columbia Hydro and Power Authority	Garantie	2 000	6 000	84-09-05	88-09-30	26 mars 1984	9 juil. 1984	EL-162
12. British Columbia Hydro and Power Authority	Interruptible[d]	—	15 000	84-10-01	90-09-30	26 mars 1984	9 juil. 1984	EL-163
13. British Columbia Hydro and Power Authority	Transfert de puissance de transit	—	3 000	84-10-01	90-09-30	26 mars 1984	9 juil. 1984	EL-164
14. Hydro-Québec	Interruptible	—	3 000	86-09-01	04-11-01	15 mai 1984	10 août 1984	EL-165
15. Hydro-Québec	Interruptible	—	4 000	86-09-01	02-08-31	15 mai 1984	10 août 1984	EL-166
16. Hydro-Québec	Interruptible[e]	790	6 920	86-09-01	95-08-31	15 mai 1984	10 août 1984	EL-167

(a) Les exportations globales ne doivent pas dépasser 2 699 MW de puissance et 23 564 GW.h d'énergie lorsqu'elles sont combinées aux exportations effectuées conformément à une autre licence en vertu de laquelle la puissance et l'énergie sont transportées par les lignes autorisées des certificats de commodité et de nécessité publiques n° EC-III-15 et EC-10.

(b) Limité par les exportations couvertes par la licence EL-155.

(c) Limité par les exportations couvertes par la licence EL-154.

(d) Les exportations globales ne devraient pas dépasser 15 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux exportations couvertes par la licence EL-162.

(e) Les exportations ne doivent pas dépasser 790 MW de puissance et 6 920 GW.h d'énergie lorsqu'elles sont combinées aux exportations effectuées conformément à une autre licence en vertu de laquelle la puissance et l'énergie sont transportées sur les lignes autorisées par les certificats de commodité et de nécessité publiques n° EC-III-17 et EC-III-21.

Électricité

4. Ordonnances d'exportation de puissance et d'énergie électriques délivrées en 1984

Ordonnances délivrées en vertu de l'article 7 du Règlement (Partie VI de la Loi)

Requérante	Catégorie	Kilowatts	Mégawatt-heures par an	Durée		Date de délivrance	N° d'ordonnance
				De	À		
1. British Columbia Hydro and Power Authority	Garantie	—	14 300	84-10-01	87-09-30	11 avril 1984	ELO-179
2. Hydro-Québec	Garantie	240	480	84-08-01	87-07-31	24 juil. 1984	ELO-180
3. Hydro-Québec	Garantie	240	480	84-08-01	87-07-31	24 juil. 1984	ELO-181
4. Hydro-Québec	Garantie	40	80	84-08-01	87-07-31	24 juil. 1984	ELO-182
5. St. Lawrence Power Company	Transfert de puissance de transit	50 000	250 000	84-07-01	84-08-23	28 juin 1984	ELO-183
6. St. Lawrence Power Company	Interruptible	—	15 000	84-07-01	84-08-23	28 juin 1984	ELO-184
7. St. Lawrence Power Company	Transfert de puissance de transit	—	150 000	84-07-01	84-08-23	28 juin 1984	ELO-185
8. Manitoba Hydro	Garantie	30 000	131 000	84-11-01	85-04-30	17 oct. 1984	ELO-186
9. West Kootenay Power and Light Company Limited	Garantie	20	50	85-01-01	87-12-31	12 déc. 1984	ELO-187

Électricité

5. Exportations d'énergie électrique — Année civile 1984

Megawatt-heures

Exportateur	Numéro de licence	Autorisées aux termes des licences		Énergie brute exportée			Valeur déclarée des exportations en dollars	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[1]	Garantie	Interruptible
1. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	250 000	—	109 833	—	—	1 514 798	—
	EL-23	—	25 000	—	—	—	—	—
2. Fraser Inc.	EL-122	400 000	—	340 450	—	—	14 474 419	—
	EL-123	—	50 000	—	—	—	—	—
3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-64	3 504 000	—	551 177	—	-1 068	42 605 588	—
	EL-137	876 000	—	786 981	—	-12 726	50 206 740	—
	EL-138	876 000	—	786 981	—	-12 726	50 311 048	—
	EL-139	92 000	—	44 985	—	-2 749	3 081 750	—
	EL-140	—	6 482 400[2]	—	2 772 216	244	—	148 543 352
	EL-141	1 226 400	—	—	—	406 359	—	—
	EL-142	140 000	—	—	—	—	—	—
	EL-143	—	300 000	—	99 146	-15 495	—	6 499 841
	EL-144	250 000	—	—	—	14 357	—	—
	EL-145	—	179 000	—	4 720	-2 817	—	271 063
	EL-150	1 138 000	—	196 745	—	-3 181	12 535 642	—
	ELO-169 à ELO-171	345	—	217	—	—	15 314	—
TOTAL NOUVEAU-BRUNSWICK				2 817 369	2 876 082	370 198	174 745 299	155 314 256
4. Cedars Rapids Transmission Company Limited	ELO-174	20 000	—	—	—	—	—	—
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	—	3 000 000	—	—	119 389 952	—
	* EL-113	—	10 200 000[3]	—	3 558 831	1 111	—	117 549 351
	EL-131	—	320 000	—	—	—	—	—
	EL-132	172 500	—	80 493	—	—	2 982 077	—
	EL-133	—	525 000[4]	—	159 062	—	—	6 091 215
	EL-151	—	7 000 000	—	538 299	—	—	19 837 887
	EL-152	—	23 564 000[5]	—	658 755	—	—	21 119 410
	EL-153	—	23 564 000[5]	—	3 243 677	661	—	100 804 020
	EL-154	11 220 000 [6]	—	—	—	—	—	—
	EL-155	13 140 000 [6]	—	—	—	—	—	—
	EL-156	25 000	—	—	—	3 660	—	—
	ELO-158 à ELO-165 et ELO-180 à ELO-182	—	—	—	—	—	—	—
	* ELO-178	20 000	—	—	—	4 804	—	—
TOTAL QUÉBEC				3 081 475	8 158 624	10 236	122 416 166	265 401 883

Électricité

5. (suite) Exportations d'énergie électrique — Année civile 1984

			Megawatt-heures						
			Autorisées aux termes des licences		Énergie brute exportée			Valeur déclarée des exportations en dollars	
Exportateur		Numéro de licence	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[1]	Garantie	Interruptible
6. Ontario Hydro		EL-32	15 000	–	997	–	–	1 994	–
		EL-134	–	10 000 000	–	–	191 120	–	–
		EL-135	10 500 000	–	4 066 593	–	–	173 683 196	–
		EL-136	–	25 000 000[7]	–	6 548 005	25 067	–	253 180 391
		ELO-166	200	–	10	–	–	859	–
7. Canadian Niagara Power Company Limited	*	EL-124	130 000	–	–	–	–	–	–
	*	EL-125	–	380 000	–	259 020	12 376	–	10 398 354
	*	EL-161	–	500 000	–	108 945	3 154	–	4 452 682
	*	ELO-175	–	75 000	–	–	–	–	–
8. Boise Cascade Canada Ltd.		ELO-177	–	70 000	–	–	–	–	–
9. Detroit and Windsor Subway Company		ELO-173	2 000	–	1 070	–	–	–	–
10. The Canadian Transit Company		ELO-167	25	–	24	–	–	–	–
11. St. Lawrence Power Company		EL-158	–	250 000	–	–	81 727	–	–
		EL-159	–	150 000	–	71 668	–	–	2 198 734
		EL-160	–	150 000	–	–	77	–	–
12. Dow Chemical of Canada Limited	*	EL-121	–	438 000	–	–	–	–	–
TOTAL ONTARIO					4 068 694	6 987 638	313 521	173 686 049	270 230 161
13. Manitoba Hydro		EL-97	–	1 500 000	–	1 476 973	–	–	23 675 826
		EL-98	876 000	–	178 640	–	–	5 858 157	–
		EL-99	262 800	–	262 800	–	–	3 974 453	–
		EL-100	–	800 000	–	–	–	–	–
		EL-101	2 500 000	–	–	–	–	–	–
		EL-102	5 000 000	–	–	–	–	–	–
		EL-103	–	12 000 000[8]	–	3 148 970	-38 581	–	60 710 765
		ELO-172	–	–	–	–	–	–	–
	et	ELO-176	7 899	–	1 795	–	–	47 079	–
		ELO-186	131 000	–	26 350	–	–	574 858	–
TOTAL, MANITOBA					469 585	4 625 943	-38 581	10 454 547	84 386 591
14. Saskatchewan Power Corporation		EL-117	438 000	–	58 680	–	–	1 575 460	–
		EL-119	–	876 000[9]	–	–	27 220	–	–
		EL-120	876 000 [8]	–	–	–	–	–	–
TOTAL, SASKATCHEWAN					58 680	0	27 220	1 575 460	0

Électricité

5. (suite) Exportations d'énergie électrique — Année civile 1984

Mégawatt-heures

Exportateur	Numéro de licence	Autorisées aux termes des licences: Garantie	Autorisées aux termes des licences: Interruptible	Énergie brute exportée: Garantie	Énergie brute exportée: Interruptible	Énergie brute exportée: Échange[1]	Valeur déclarée des exportations en dollars: Garantie	Valeur déclarée des exportations en dollars: Interruptible
15. British Columbia Hydro and Power Authority	* EL-126	32 000	—	9 566	—	—	394 840	—
	* EL-127	—	2 000 000	—	—	792 285	—	—
	* EL-128	3 000 000	—	—	—	—	—	—
	* EL-129	—	525 600	—	—	—	—	—
	* EL-130	—	10 000 000	—	2 765 890	1 435 672	—	80 816 847
	EL-162	6 000 000	—	341 740	—	—	9 007 865	—
	EL-163	—	15 000 000[10]	—	1 153 308	1 125 508	—	22 326 197
	EL-164	—	3 000 000	—	—	201 787	—	—
	ELO-168	14 900	—	4 512	—	—	223 681	—
	et ELO-179	—	—	—	—	—	—	—
16. Cominco Ltd.	EL-146	50 000	—	—	—	—	—	—
	EL-147	—	1 100 000	—	153 294	6 541	—	4 485 000
	EL-148	250 000	—	—	—	25 000	—	—
	EL-149	—	1 000 000	—	—	—	—	—
17. West Kootenay Power and Light Company Limited	ELO-157	50	—	32	—	—	1 317	—
TOTAL, COLOMBIE-BRITANNIQUE				355 850	4 072 492	3 586 793	9 627 703	107 628 044
TOTAL, CANADA[11]				10 851 653	26 720 779	4 269 387	492 505 224	882 960 935

* expirée en 1984.

1) L'échange n'a aucune valeur d'énergie. Il comprend les débits imprévus et d'acheminement, les échanges d'équivalence, les transferts d'ajustement de stockage et les transferts d'acheminement ou de transit.

2) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482,4 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-64, EL-137, EL-138 et EL-150.

3) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 200 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-96.

4) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 525 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-132.

5) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 23 564 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes d'une autre licence en vertu de laquelle l'énergie est transportée sur les lignes autorisées par les certificats de commodité et de nécessité publiques nº EC-III-15 et EC-10.

6) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 13 140 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités aux termes des licences EL-154 et EL-155.

7) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 25 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-135.

8) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 12 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.

9) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 876 GW.h lorsqu'elles sont combinées ensemble, aux termes des licences EL-119 et EL-120.

10) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 15 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées avec les exportations de la licence EL-162.

11) Exception faite de 595 649 $ de recettes provenant des frais de transit, de transport, de location et de transfert de stockage.

Électricité

6. Énergie électrique: total de l'offre et de la demande au Canada et du commerce avec les États-Unis — 1980-1984

	Gigawatt-heure				
	1980	1981	1982	1983	1984
Production totale	367 306	380 096	376 752	395 839	425 000(p)
Importations des É.-U.	2 940	1 497	2 849	3 179	2 750
Total des approvisionnements	370 246	381 593	379 601	399 018	427 750(p)
Exportations aux É.-U.	30 181	35 372	34 220	38 830	41 842
Consommation totale	340 065	346 221	345 381	360 188	385 908(p)

(p) Préliminaire

Direction de l'Office

Bureau du directeur exécutif

R. St.G. Stephens	Directeur exécutif
G.H. Shaw	Gestionnaire, planification et étude des programmes
J.L. Thompson	Directeur adjoint, personnel
W. Ganim	Chef, vérification interne
J.S. Klenavic	Directeur, plans
M.J. McNamara	Directeur adjoint, finance

Études de l'énergie

P.L. Miles	Directeur général intérimaire

Direction de l'économique

P.L. Miles	Directeur
R.E. Jackson, jr.	Directeur adjoint intérimaire, analyse économique
J.S. Oh	Directeur adjoint, réglementation et statistiques énergétiques
(Vacant)	Directeur adjoint, prévision de la demande et analyse du marché énergétique

Direction des approvisionnements énergétiques

W.A. Hiles	Directeur
E.Kutney	Directeur adjoint, géologie et réserve
K. Poole	Directeur adjoint, approvisionnement en gaz
G.C. Hos	Directeur adjoint, approvisionnements en pétrole et en énergie de remplacement

Direction du développement des systèmes

D. Emmens	Directeur
K.E. Bagley	Directeur adjoint, systèmes et opérations
K.S. Song	Directeur adjoint, planifications et base de données

Réglementation des pipelines

K.W. Vollmen	Directeur général

Direction du génie et des opérations pipelinières

E.L.M. Gordon	Directeur intérimaire
R.M. White	Directeur adjoint intérimaire, génie
D. Fouliger	Directeur adjoint intérimaire, constructions et opérations

Direction de la réglementation financière

D.D. Epp	Directeur[1]
G.S. Johnson	Directeur adjoint
C.M. Yeates	Directeur adjoint

Direction de l'environnement et des emprises

P.A. Carr	Directeur intérimaire
J.A. Hodges	Directeur adjoint, groupe de l'environnement
G.E. Marquardt	Directeur adjoint, groupe de l'emprise

Direction de l'électricité

A.N. Karas	Directeur intérimaire
W.H. Correll	Directeur adjoint intérimaire, planification
T. Olszewski	Directeur adjoint, opérations

Direction du gaz

S.R. Ironstone	Directeur
A.L. Browne	Directeur adjoint, industrie du gaz et analyse des marchés
R.S. Green	Directeur adjoint, réglementation du gaz et licences

Direction du pétrole

P.G. Scotchmer	Directeur
B.P. Leakey	Directeur adjoint, évaluation
R.B. Stevens	Directeur adjoint, opérations

Direction du contentieux

F.H. Lamar, c.r.	Conseiller juridique en chef
S.K. Fraser	Conseiller juridique adjoint

Bureau du secrétaire

G. Yorke Slader	Secrétaire
N. Bourque	Secrétaire adjoint, communications
I. Melzer	Secrétaire adjoint intérimaire, réglementation

---

1. Démission en janvier 1985.